

**GESTIÓN Y CONTROL DE CORROSIÓN EN SISTEMAS DE AGUA DE  
INYECCIÓN**

**Ing. ELIAS MAURICIO GÓMEZ SÁNCHEZ**

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA DE POSTGRADOS**

**TUNJA**

**2020**

**GESTIÓN Y CONTROL DE CORROSIÓN EN SISTEMAS DE AGUA DE  
INYECCIÓN**

**Ing. ELIAS MAURICIO GÓMEZ SÁNCHEZ**

**Trabajo de grado, presentado para optar al título de  
ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN**

**Dirigido por:**

**Ing. PhD. JOSÉ ANÍBAL SERNA GIL**

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA DE POSTGRADOS**

**TUNJA**

**2020**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Colocar fecha

La autoridad científica de la Facultad de Ingeniería, reside en ella misma, por lo tanto, no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado.

## **DEDICATORIA**

PRIMERO QUE TODO A DIOS, POR DARMER SALUD Y EL CONOCIMIENTO PARA PODER CULMINAR ESTA ESPECIALIZACIÓN.

A MI PADRES Y MI HERMANO, POR EL APOYO INCONDICIONAL, EL AMOR, CARIÑO Y COMPRENSIÓN BRINDADA QUE DÍA A DÍA PERMITE QUE SALGA ADELANTE Y LOGRE ALCANZAR LAS METAS PROPUESTAS.

A CADA UNA DE LAS PERSONAS IMPORTANTES EN MI VIDA, QUE ESTUVIERON PRESENTES EN ESTE PROCESO DE FORMACIÓN Y CONTRIBUYERON DE MANERA POSITIVA PARA ALCANZAR ESTE GRAN LOGRO.

## **AGRADECIMIENTOS**

A LOS COMPAÑEROS DE CLASE QUE ESTUVIERON PRESENTES EN TODO EL PROCESO DE FORMACIÓN Y QUE DE UNA U OTRA MANERA ME APOYARON.

A TODOS LOS DOCENTES DE LA UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE TUNJA POR BRINDARME TODO EL CONOCIMIENTO Y EXPERIENCIA EN TEMAS DE INTEGRIDAD.

## TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	11
2	OBJETIVOS .....	12
2.1	OBJETIVO GENERAL .....	12
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	12
3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	13
3.1	JUSTIFICACIÓN .....	13
3.2	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	13
4	MARCO TEÓRICO .....	14
4.1	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE INYECCIÓN – PIA.....	14
4.1.1	Separador de Agua Libre- FWKO.....	14
4.1.2	Tanque desnatador o Skimming Tank .....	15
4.1.3	Unidades de filtración .....	16
4.1.4	Decantador .....	18
4.1.5	Tanques de almacenamiento de agua.....	19
4.1.6	Caja API o separador API.....	20
4.1.7	Piscinas de oxidación .....	21
5	ESTADO DEL ARTE.....	22
6	METODOLOGÍA .....	25
7	SISTEMA DE GESTIÓN DE CONTROL DE CORROSIÓN.....	26
7.1	MANEJO DE INFORMACIÓN.....	26
7.2	PLAN DE MONITOREO DE CORROSIÓN INTERIOR.....	27
7.2.1	Aguas frescas superficiales .....	27
7.2.2	Agua de producción.....	27
7.2.3	Agua de fuente subterránea .....	28
7.3	ANÁLISIS DE CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN.....	28
7.3.1	Sólidos disueltos totales (SDT).....	30
7.3.2	Sólidos suspendidos .....	30
7.3.3	Gases disueltos .....	31
7.3.4	Bacterias Causantes de problemas .....	32
7.3.5	Aceite residual .....	33

7.3.6	Incrustaciones.....	34
7.4	MONITOREO DE CORROSIÓN INTERNA .....	34
7.4.1	Análisis de muestras acuosas .....	34
7.4.2	Análisis de muestras sólidas de limpiezas internas .....	48
7.5	ANÁLISIS DE CUPONES, BIOCUPONES Y ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS.....	49
7.5.1	Monitoreo de corrosión interna por cupones de corrosión.....	49
7.5.2	Determinación de Velocidad de Corrosión por picado .....	51
7.5.3	Velocidad de corrosión interna por técnicas electroquímicas .....	52
7.5.4	Técnica de resistencia a la polarización lineal (LPR) y polarización potenciodinámica .....	53
7.5.5	Métodos no intrusivos o directos (Ensayos no destructivos). .....	54
7.5.6	Modelo de criticidad de parámetros fisicoquímicos y microbiológicos. ....	56
7.6	Mecanismos de daño por corrosión interna .....	59
7.7	ÍNDICES DE INCRUSTACIÓN. ....	67
7.7.1	Índice de saturación de Langelier .....	67
7.7.2	Índice de estabilidad de Ryznar .....	68
7.7.3	Índice de Stiff Davis. ....	69
7.7.4	Oddo Tomson. ....	69
7.8	MEDICIONES INDIRECTAS.....	70
7.8.1	Modelos de velocidad de corrosión .....	70
7.8.2	Mediciones Directas.....	71
7.9	FUNDAMENTO E IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS. ....	71
7.10	PLANES DE ACCIÓN.....	73
7.10.1	Elaboración y ejecución del plan de acción.....	73
7.10.2	Descripción del plan de inspección para cada activo. ....	73
7.10.3	Descripción detallada del plan de monitoreo y control de la corrosión. .	74
7.10.4	Esquema de plan de tratamiento químico. ....	74
7.11	SEGUIMIENTO DE INDICADORES DE GESTIÓN.....	74
7.12	ACTUALIZACIÓN DE INFORMACIÓN EN BASE DE DATOS DE INTEGRIDAD Y REINICIO DEL CICLO.....	76
8	CONCLUSIONES .....	77
9	RECOMENDACIONES .....	78
10	BIBLIOGRAFÍA .....	79



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Separador FWKO .....	15
Figura 2. Skimming Tank Horizontal .....	15
Figura 3. Skimming Tank Vertical .....	16
Figura 4. Filtro de lecho suelto (Cascarilla de Nuez) .....	18
Figura 5. Decantador .....	19
Figura 6. Caja API o separador API.....	20
Figura 7. Reporte recomendado API RP 45. ....	29
Figura 8. Etapas del PCR .....	33
Figura 9. Tipos de cupones gravimétricos .....	50
Figura 10. Cupón de corrosión.....	50
Figura 11. Cupón de Incrustación .....	50
Figura 12. Difracción de rayos x .....	51
Figura 13. Tecnología multifocal de alta resolución Leica .....	52
Figura 14. Micrografías y representación en 3D de defectos en diferentes tipos de biocupones .....	52
Figura 15. Técnicas de polarización lineal LPR y Taffel. ....	53

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Cuadro de análisis y calidad de análisis de aguas.....	35
Tabla 2. Clasificación de la criticidad de la corrosión.....	54
Tabla 3. Cuadro de técnicas de medición directa .....	55
Tabla 4. Clasificación de la agresividad corrosiva del agua criterio NACE .....	57
Tabla 5. Corrosión galvánica (API RP 571, 4.3.1) .....	59
Tabla 6. Corrosión por dióxido de carbono (API RP 571, 4.3.6) .....	60
Tabla 7. Corrosión Inducida Microbiológicamente (API RP 571, 4.3.8) .....	61
Tabla 8. Corrosión por sulfuro de hidrógeno.....	63
Tabla 9. Corrosión por oxígeno.....	64
Tabla 10. Erosión y erosión-corrosión .....	65
Tabla 11. Corrosión bajo depósito .....	66
Tabla 12. Valoración del índice de Langelier .....	68
Tabla 13. Valoración índice de Ryznar .....	68
Tabla 14. Indicadores de Gestión .....	75

## **1 INTRODUCCIÓN**

Un sistema de gestión de integridad de activos constituye el proceso sistemático e integrado que permite identificar las amenazas que actúan sobre el sistema de ductos y plantas asociadas al tratamiento y distribución de aguas de inyección, estas amenazas son los potenciales que afectan a la infraestructura que procesa y transporta estas aguas disminuyendo de esta manera su vida útil.

El sistema de gestión de control de corrosión está basado en el ciclo “Deming” o PHVA (Planear, Hacer, Verificar y Actuar) y tiene como definición la gestión como un tema específico “un sistema de gestión describe el conjunto de procedimientos que una organización necesita seguir con el fin de cumplir sus objetivos”.

En general dentro del proceso de gestión de control de corrosión interna de los sistemas de aguas de inyección tendrá como principal objetivo proporcionar las herramientas de información y toma de decisiones que le permitan implementar de manera eficiente y optima las acciones de detección, prevención y mitigación del riesgo por corrosión interna que potencialmente puede resultar en fallas y pérdidas de la capacidad operativa, de esta manera se podrá alcanzar una mayor seguridad en la operación de producción de hidrocarburos.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

- Establecer pautas para realizar la gestión de control de la corrosión en sistemas de aguas de inyección en campos productores de hidrocarburos.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Implementar un plan de gestión para el control de la corrosión interna efectivo, basado en la centralización de la información y análisis y/o generación de línea base.
- Implementar un plan de monitoreo el cual incluya todos los análisis en laboratorio y campo los cuales permitan determinar el estado de integridad de los activos.
- Determinar la agresividad corrosiva del fluido y el estado de integridad mecánica de los activos, por medio de la implementación del plan de monitoreo.
- Establecer un plan de acción el cual abarque monitoreo de condiciones corrosivas, mitigación y control de las mismas e inspección de los activos.

### **3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **3.1 JUSTIFICACIÓN**

Dentro de los sistemas de inyección de agua se tratan factores muy importantes como lo son la calidad del agua inyectada, su tratamiento químico y el control de la corrosión de los activos que transportan el fluido. Usualmente al realizar la inyección del tratamiento químico no se evalúa la efectividad de dicho tratamiento, lo cual afecta directamente en el control de la corrosión interna de los activos, a partir de esto, es necesario establecer un conjunto de parámetros por los cuales se defina y garantice la calidad del agua y el control de la corrosión.

Si no se cumple con los criterios tanto de calidad del agua como del control de la corrosión, se verá afectada la inyectabilidad de los pozos, se producirá una alta probabilidad de corrosión acelerada, biocorrosión, erosión-corrosión e incrustaciones en las líneas.

Así, por medio del desarrollo e implementación de un plan de gestión para el control de corrosión interna en sistemas de agua de inyección se garantiza la operación segura y confiable, se evitan fallas que generen afectación a las personas, medio ambiente, al nombre de la empresa y/o paradas de producción que generen pérdidas económicas.

#### **3.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

Dentro de un sistema de inyección de agua se debe realizar correctamente la evaluación, monitoreo y control de los factores corrosivos que afectan los activos, adicionalmente es necesario realizar una evaluación del tratamiento químico que se inyecta, todo esto con el fin de garantizar en primer lugar la correcta extracción del hidrocarburo, sin afectar las características del yacimiento y en segundo lugar de garantizar que el estado de integridad de los activos que componen el sistema de inyección sea óptimo para así prevenir un eventual suceso de falla, ya que si sucediera esto conllevaría a generar daños a personas, daños al ambiente, paradas de producción, pérdidas de fluido, lo cual se traduciría en elevadas pérdidas económicas, de allí la necesidad de diseñar un plan de gestión para el control de corrosión interna.

Este plan de gestión debe ser diseñado correctamente, teniendo en cuenta factores como información centralizada, evaluaciones directas e indirectas, evaluaciones de riesgo e índices de desempeño. Así, al desarrollarlo se identificarán, monitorearán, controlarán y mitigarán las amenazas presentes en los sistemas de inyección de agua, por medio de un proceso sistemático, el cual debe ser evaluado con índices de desempeño (kpi) cada que se cumpla el ciclo, para así determinar su efectividad.

## **4 MARCO TEÓRICO**

Con el fin de hacer una gestión de control efectiva en los sistemas de aguas de inyección es importante comprender como está compuesta una planta de inyección y cuáles son los procesos que realiza cada una de sus unidades con el fin de identificar factores que las pongan en riesgo o que afecten procesos subsecuentes.

### **4.1 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE INYECCIÓN – PIA.**

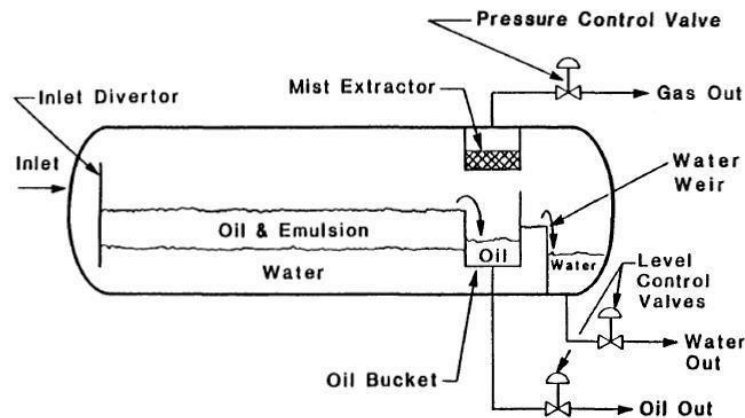
El tratamiento que se da al agua en instalaciones, se le denomina planta de tratamiento de aguas de Inyección y esto dependerá del tipo de agua empleada y de las características del yacimiento a ser sometida la inyección, en las cuales se deben tener en cuenta los valores de calidad final de agua a partir de su calidad inicial; que comprende su capacidad de retener sólidos, grasas y aceites, control microbiológico y su tendencia a ser corrosiva o incrustante. El periodo con el que se deben realizar controles para mantener un buen estado de equipos o calidad de agua es continuo en las zonas más problemáticas del campo como separadores y tanques.

A continuación, se enuncian los equipos principales usados en el tratamiento de aguas residuales:

#### **4.1.1 Separador de Agua Libre- FWKO**

Separador vertical u horizontal que se utiliza, principalmente, para retirar agua libre que pueda causar problemas como corrosión y formación de hidratos o emulsiones compactas, que son difíciles de descomponer. A un separador de agua libre se le denomina separador trifásico, porque puede separar gas, petróleo o agua libre. Los líquidos que fluyen del separador de agua libre luego se tratan adicionalmente en recipientes llamados tratadores. El separador de agua libre se abrevia FWKO, por sus siglas en inglés. El agua que va a los a las unidades de recuperación secundaria para reinyección proviene de esta unidad de proceso, esta unidad recibe algunos productos químicos con el fin de realizar la separación de las fases agua y crudo de forma eficiente para lo cual se suele utilizar rompedores inversos o directos según la emulsión a tratar. En la figura 1 se puede observar un separador FWKO con sus partes.

Figura 1. Separador FWKO



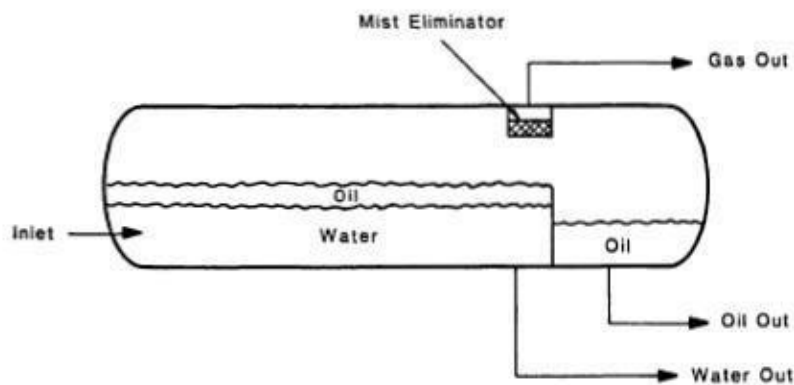
Fuente. C. C. Patton, "Applied Water Tecnology." 1995.

#### 4.1.2 Tanque desnatador o Skimming Tank

El equipo más simple de tratamiento primario es un tanque desnatador. Estas unidades, que pueden ser a presión o atmosféricas, son diseñadas para proporcionar un alto tiempo de retención durante el cual pueda ocurrir la coalescencia y la separación gravitacional.

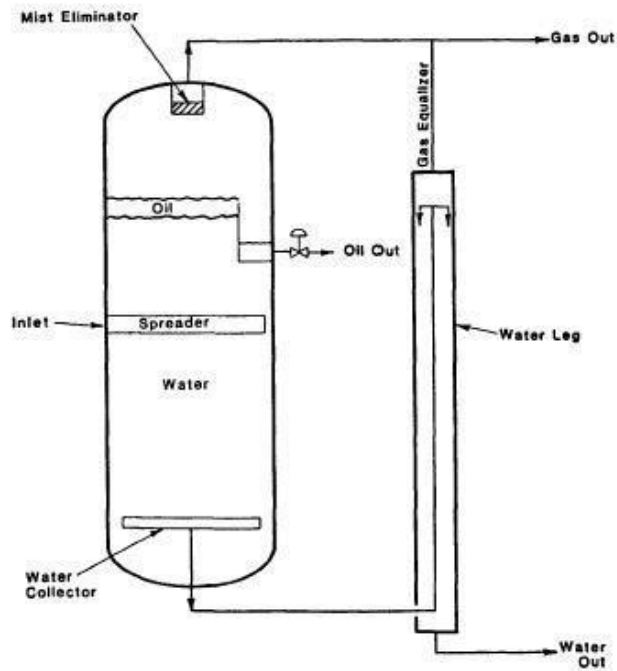
Los desnatadores pueden ser horizontales o verticales. En los verticales las gotas de aceite deben ascender en sentido contrario al flujo de agua que es descendente; algunos desnatadores verticales poseen propagadores en la entrada y colectores en la salida para ayudar a la distribución de flujo uniforme. Ver Figuras 2 y 3.

Figura 2. Skimming Tank Horizontal



Fuente. C. C. Patton, "Applied Water Tecnology." 1995.

Figura 3. Skimming Tank Vertical



Fuente. C. C. Patton, "Applied Water Tecnology." 1995.

El flujo entra y pasa a un tubo que lo dirige hacia abajo permitiendo que se liberen pequeñas cantidades de gas. La entrada inferior dirige el flujo a través de la capa de aceite a un sistema propagador para permitir que el agua continúe su flujo hacia abajo con la velocidad uniforme sobre toda la sección del área transversal en el tanque. En esta zona tranquila, entre el propagador y el colector de agua, puede ocurrir algo de coalescencia y la acumulación de las gotas de aceite causará que estas asciendan contra el flujo del agua. El aceite que se encuentra en la superficie se retira y se recoge en colectores.

#### 4.1.3 Unidades de filtración

El sistema de tratamiento tiene como finalidad la optimización de la calidad del agua, para que sea lo más compatible con las formaciones a la que va a ser inyectada o vertida. Una parte importante en un proceso de tratamiento de aguas residuales es la existencia de las unidades de filtración.

Estas son tanques cerrados y a presión, que se usan para filtrar sólidos y aceites contenidos en el agua los cuales son indeseables o perjudiciales en la operación de inyección y /o vertimiento. Al pasar el fluido sucio a través del filtro, la mayoría de los sólidos y aceites son removidos. El fluido una vez ha sido filtrado fluye a la descarga de agua limpia. El flujo continúa de esta forma hasta que el lecho filtrante



debe ser regenerado. Los filtros se utilizan para eliminar los sólidos en suspensión y los hidrocarburos insolubles del agua de producción, las aguas superficiales, agua de mar, río, lago, y agua de pozo.

Durante el proceso de filtración el agua entra cerca a la parte superior de la unidad y los flujos bajan a través del lecho filtrante. El agua filtrada fluye a través del lecho, y salen cerca de la base del filtro, mientras que las gotas de aceite y partículas sólidas se quedan atrapadas dentro del lecho.

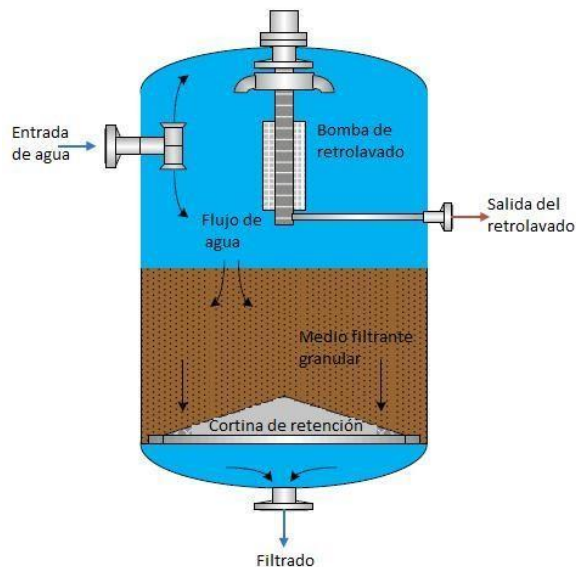
El proceso de filtración continúa hasta que los lechos se convierten en un perjuicio considerable; para limpiar estos medios periódicamente se usa un ciclo de "retrolavado", que se realiza cuando se da una importante caída de presión dentro del sistema, o cuando el tiempo presente de ejecución es alcanzado. Durante este proceso el aceite es despojado del lecho, el cual se vuelve a depositar en el interior del filtro y el proceso se repite.

Las unidades de filtración pueden ser:

- De lecho suelto (arena, grava, antracita, carbón activado, cascarilla de nuez, otros) o de lecho fijo. Ver figura 4.
- De cartucho (plegado o enrollado), el cual es desechable y tiene baja capacidad de acumulación de sólidos y recubiertos donde la torta filtrante gastada se seca y se descarga.

Los más comunes son los filtros de cáscara de nuez, fabricados para el tratamiento de altos volúmenes de agua producida con sólidos en suspensión e hidrocarburos. Son capaces de remover aceites y grasa en concentraciones desde cuarenta a sesenta partes por millón (40 — 60 ppm) hasta menos de tres partes por millón (3 ppm). Las propiedades de la cáscara de nuez y el método de retrolavado empleado, tienen la gran ventaja que no requieren la aplicación de aditivos químicos para facilitar la filtración.

Figura 4. Filtro de lecho suelto (Cascarilla de Nuez)



Fuente. RAWLINS, C.; ERICKSON, A. Characterization of deep bed filter media for oil removal from produced water. Phoenix, Arizona: SME Annual Meeting, 2010. p. 2

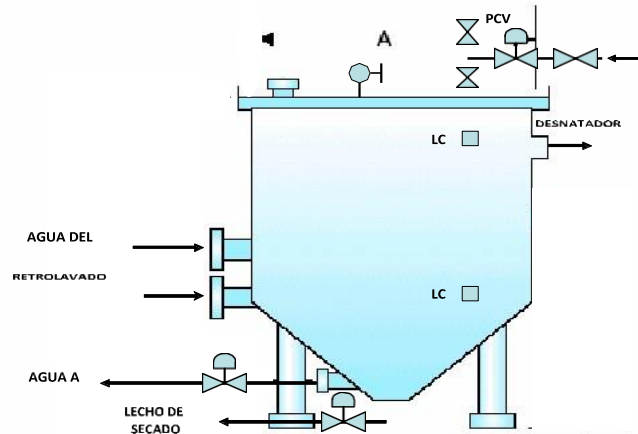
#### 4.1.4 Decantador

Es un tanque de fondo cónico con capacidad suficiente para mantener de dos a cuatro horas la totalidad del fluido descargado por el filtro en la etapa de retrolavado. Sirve para clarificar las aguas provenientes del retrolavado de las unidades de filtración, que luego se recircularán al sistema para ser tratadas en los equipos de tratamiento de aguas correspondientes a cada estación. Ver figura 5.

El volumen y tiempo de residencia dependen de las condiciones de diseño del proceso y del fluido en particular, de la frecuencia del retrolavado y de las condiciones en las que se requiere el fluido resultante. El agua aceitosa concentrada se eleva a la superficie, en donde puede ser removida para reciclarla. La mayor parte del contenido del tanque, generalmente agua, es enviada aguas arriba del filtro para procesarla. Los sólidos concentrados en el fondo cónico son enviados a secamiento y disposición.

Para su funcionamiento solo es necesario interruptores de nivel que controlan la actuación de las bombas asociadas al vaciado o llenado del tanque, temporizadores que aseguren residencia del fluido, según lo necesario.

Figura 5. Decantador



C. C. Patton, "Applied Water Tecnology." 1995.

#### 4.1.5 Tanques de almacenamiento de agua

Estos tanques tienen como función principal suministrar la cabeza hidrostática de succión que requieren las bombas de inyección de agua. Pueden ser fabricados de fibra de vidrio, acero al carbono, galvanizado u otro material resistente a la corrosión.

A estos tanques llega el agua ya tratada del proceso con una calidad óptima para la inyección, es decir, libre de aceite, libre de sólidos, y con productos químicos que previenen los problemas de corrosión e incrustaciones.

El agua entra por la parte inferior del tanque proveniente de la salida de los filtros. Por lo general, entre los filtros y el tanque de succión se instala un contador el cual nos indica la cantidad de agua que posiblemente se inyecte. El agua sale por una línea que sirve de colector de succión de las bombas de inyección.

El tanque adicionalmente de la base, cuerpo, y techo, cuenta con los siguientes accesorios:

- Escalera: Para tener acceso al techo, realizar y verificar mediciones.
- Indicadores de nivel: Muestra el nivel del producto almacenado.
- Válvulas: Generalmente de compuerta, ya que permiten una apertura parcial.
- Venteo: Para evacuar vapores que se acumulan en el tanque.
- Manhole: Para acceso del operador con el fin de realizar mantenimiento o reparaciones.

- Entradas de agua: Generalmente se encuentran en la parte inferior del tanque, y están unidas a un dispersor con el fin de evitar el flujo turbulento del fluido cuando ingresa al tanque.
- Salida: Para evacuar el fluido almacenado a las líneas de transporte.

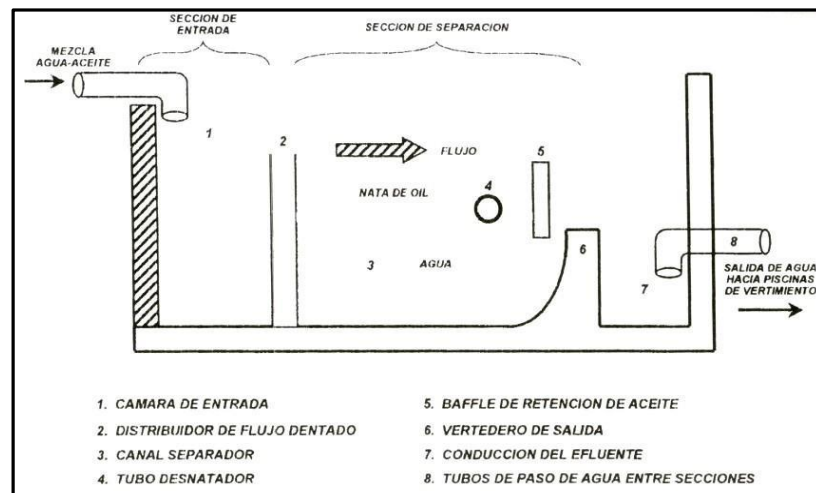
#### 4.1.6 Caja API o separador API

Este equipo es una piscina o alberca expuesta a la atmósfera la cual internamente presenta una serie de compartimientos, su función es recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses y disparos de las PSV (pressure safety valve) de algunos de los equipos presentes en la batería.

Su principio de operación se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia entre las densidades del agua y el aceite. La mezcla agua - aceite entra por medio de un tubo con codo descendente el cual pasa el fluido a la sección de separación, en donde tiene un tiempo de retención que le permite la separación del aceite y el agua, el aceite forma una nata en la parte superior la cual es removida por medio de un colector cilíndrico que la envía a un compartimiento separado.

Este aceite recuperado es bombeado periódicamente a los tratadores y/o Gun Barrel. El agua limpia que se asienta en la caja API pasa a otro compartimiento por medio de unos tubos ubicados en la parte inferior de la caja, allí haciendo uso del mismo mecanismo (tubos ubicados en la parte inferior), el agua sale hacia las piscinas de la estación.

Figura 6. Caja API o separador API



Fuente. C. C. Patton, "Applied Water Tecnology." 1995.

Las cajas API constan de dos secciones básicamente (Ver Figura 6):

Sección de entrada: Corresponde a la zona de reducción de velocidad del flujo y de la turbulencia, remoción de sólidos y disminución de la carga a las cámaras de separación.

Sección de separación: Conformada por los conductos de entrada a las cámaras, los dispositivos de distribución de flujo, tubo desnatador, el baffle de retención de aceite y el colector de aceite recuperado.

#### **4.1.7 Piscinas de oxidación**

Se basa en la separación gravitacional y, al igual que en algunos sistemas de tratamiento primario, se encuentran expuestos a la atmosfera para reducir la concentración de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y eliminar el  $H_2S$  y  $CO_2$  al permitirse la aireación del agua. En ellas también se produce la biodegradación de compuestos orgánicos disueltos y la sedimentación de sólidos.

Es necesaria grandes extensiones de tierra y además el estado del clima influye en su desempeño. Existen elementos que pueden degradarse o evaporarse con el sol e influir positiva o negativamente, dependiendo si la concentración del contaminante aumenta o disminuye. Además, la lluvia ayuda a la oxigenación, cuando esta no es adecuada se recomienda el uso de aireadores mecánicos o biofiltros.

## 5 ESTADO DEL ARTE

Un plan de gestión de integridad de activos constituye el proceso el cual permite identificar las amenazas que actúan sobre el sistema de ductos y plantas asociados al tratamiento y distribución de aguas de inyección.

El agua la cual es inyectada por medio de este sistema, idealmente debe poseer ciertas características, las cuales se obtienen por medio de la inyección de un tratamiento químico con el fin de alcanzar dichos estándares de calidad. A raíz de esta necesidad Charles Patton en el año 1995 desarrolló una guía por medio de la cual establece como se debe realizar el manejo de las aguas de inyección, con el fin de cumplir con la calidad necesaria y tener control de la corrosión en el sistema. [C.Patton].<sup>1</sup>

Buscando alcanzar las características óptimas en las aguas de inyección Nalco Holding Company desde el año 1928 empezó a desarrollar y establecer las nuevas tecnologías para el manejo de aguas de inyección y aguas residuales<sup>2</sup>, basándose en estándares de la norma NACE RP 45 la cual establece la calidad de los análisis fisicoquímicos aplicados al agua, es decir, mediante esta práctica recomendada se determinan los componentes disueltos y dispersos en aguas de campos petrolíferos (agua producida, agua inyectada, fluidos de reacondicionamiento acuoso y fluidos de estimulación)<sup>3</sup>.

Posterior a la determinación de los componentes anteriormente nombrados se estableció la necesidad de identificar la agresividad de dicho fluido por medio de criterios normativos los cuales se establecen en las normas NACE SP 0106, 0175, 0176, 0194 y 0192. Adicionalmente por medio de la norma NACE SP 0775 fue posible determinar la agresividad del fluido con el uso de técnicas gravimétricas basadas en la norma mediante la cual se especifica la preparación, instalación, análisis e interpretación de cupones de corrosión en operaciones de yacimientos petrolíferos<sup>4</sup>.

A nivel mundial se han venido desarrollando investigaciones para determinar cómo establecer un plan de gestión de la corrosión en sistemas de inyección adecuado. Dentro del trabajo de diseño del proceso de los sistemas de inyección (WC Fort) se realizó un análisis para definir los parámetros de proceso a considerar en el diseño de los puntos de inyección de tratamiento químico para cumplir su propósito sin comprometer la integridad de los equipos y de los procesos relacionados.

---

<sup>1</sup> C. C. Patton, "Applied Water Technology." 1995.

<sup>2</sup> Ecolab Company, "Reinventamos el modo en que se gestiona el agua," Nalco Water. 2020.

<sup>3</sup> A. P. Institute, "Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters Recommended Practice 45," Practice, no. August 1998, pp. 1–72, 2000.

<sup>4</sup> NACE INTERNATIONAL, "RP0775-99 Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations," no. 21, pp. 1–20, 2003.

Adicionalmente se buscó en este relacionar la degradación potencial del equipo de inyección con la corrosión, la erosión, erosión-corrosión y fatiga a las variables del proceso de inyección<sup>5</sup>. En el desarrollo de este trabajo se buscó relacionar los dos factores más importantes a tener en cuenta dentro del desarrollo de un plan de gestión de aguas de inyección, como lo son la calidad del agua y la integridad de los activos.

Una vez desarrollada esta investigación se concluyó que el diseño de los puntos y sistemas de inyección no debe recibir menos atención que el diseño de cualquier otro sistema de proceso o de conexión y además que el control de dicha inyección debe ir relacionada directamente con el control y mitigación de la corrosión<sup>6</sup>.

Dentro de los problemas que tienen las aguas de inyección es la cantidad de gases disueltos los cuales son corrosivos y generan daños en la estructura metálica, uno de esos gases nocivos es el oxígeno. La NACE ha desarrollado estudios en los cuales evalúa su influencia sobre la corrosión interna de activos, en uno de ellos realiza un enfoque integral del análisis de la corrosión del oxígeno de los sistemas de inyección de agua, en el cual desarrolla un análisis general que pudiera aplicarse a una gran variedad de tipos de agua de yacimientos petrolíferos (agua de mar y agua producida) y condiciones (concentraciones de oxígeno, velocidades de flujo, temperaturas, etc.). Así, se lograron obtener métodos de aplicación en sistemas de inyección en alta mar para determinar la pérdida acumulada de metales y hacer recomendaciones para mejorar el rendimiento futuro, adicionalmente se evaluó la optimización de la dosificación de los inhibidores y duración, o el efecto de los trastornos del proceso que conducen a excursiones de oxígeno y cloro residual, y permiten extender la vida útil de las instalaciones de inyección de agua<sup>7</sup>.

Otro de los gases altamente corrosivos es el H<sub>2</sub>S, el cual ha sido igualmente estudiado, con el fin de encontrar una metodología de eliminación efectiva, de esta forma se evaluó la posibilidad de realizar el control del H<sub>2</sub>S a través de la inyección en el fondo del pozo de una nueva química limpiadora, dicha inyección tiene la ventaja de ofrecer la oportunidad de eliminar el H<sub>2</sub>S en el punto más temprano del sistema de producción, pero las sustancias químicas más tradicionales pueden afectar significativamente a la deposición de incrustaciones en el fondo del pozo o causar corrosión en el equipo de producción. Por lo cual mediante este estudio se buscó desarrollar nuevo depurador de H<sub>2</sub>S para reducir sus niveles en los sistemas de producción de los yacimientos petrolíferos, incluso mediante la inyección en el fondo del pozo. Esto se logró mediante la comprensión de la división del H<sub>2</sub>S en cada fase, lo que permite el cálculo del H<sub>2</sub>S total producido dentro de un sistema. Además, se desarrolló un modelo de reacción simplificado y un algoritmo para

---

<sup>5</sup> W. C. Fort, S. Canada, and A. B. Th, "CORROSHONc ) L SYSTEMS," Group.

<sup>6</sup> Ibid.p.30.

<sup>7</sup> T. Eggum, S. Arumugam, N. Tajallipour, and P. Teevens, "Comprehensive approach to oxygen corrosion analysis of water injection systems," NACE - Int. Corros. Conf. Ser., vol. 2015-Janua, no. 5962, pp. 1–11, 2015

modelar la eficiencia de la recolección de residuos, que proporciona un punto de partida razonable para optimizar la tasa de dosis química<sup>8</sup>.

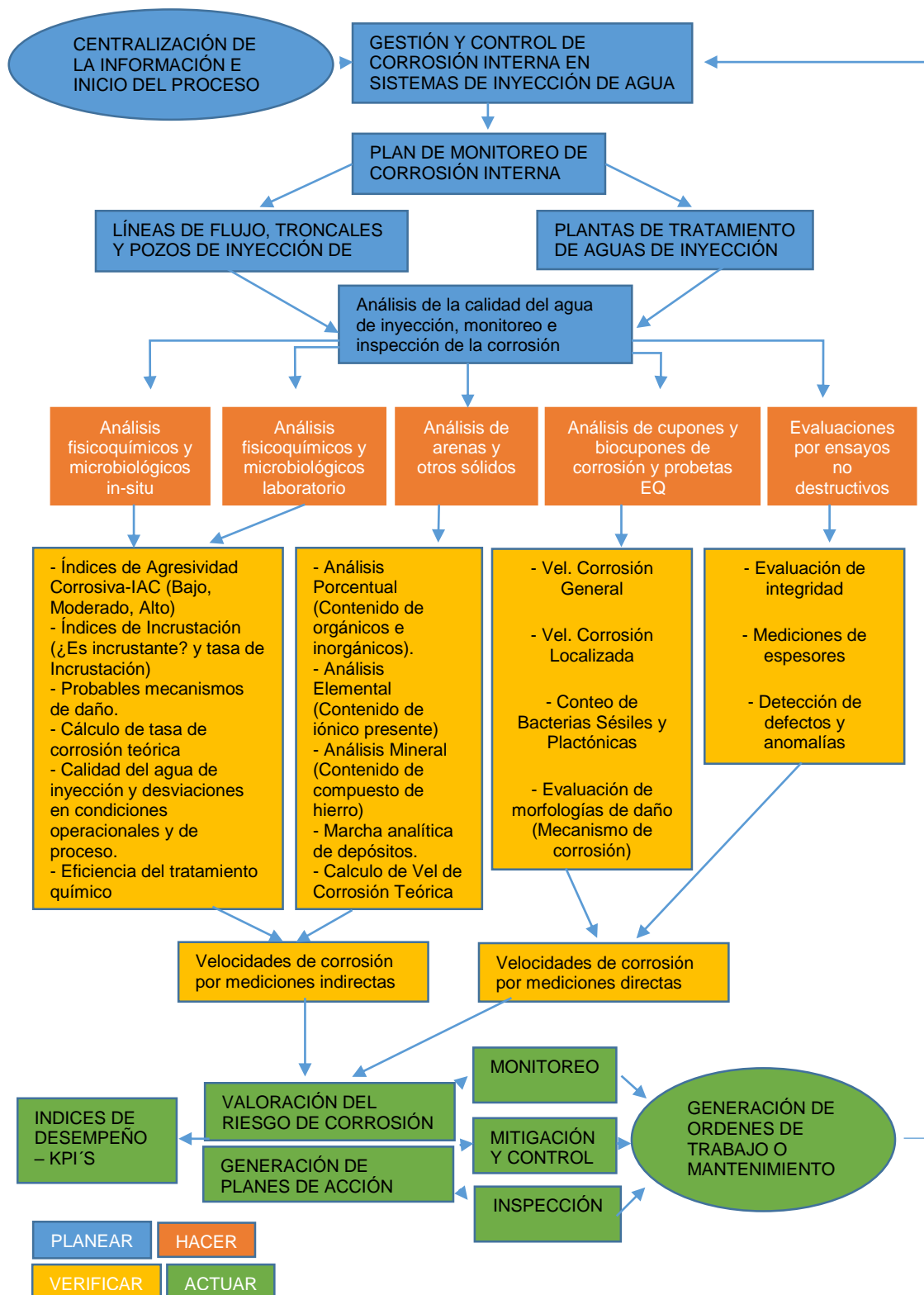
Todos los estudios mencionados se han llevado a cabo con apoyo de la NACE, desarrollados principalmente en países como Estados Unidos, en esta ocasión lo que se busca es realizar un plan de gestión de integridad en el cual se incluyan todas las variables nombradas con respecto a las investigaciones citadas y así establecer pautas para realizar la gestión de control de la corrosión en sistemas de aguas de inyección en campos productores de hidrocarburos.

---

<sup>8</sup> K. E. Janak, "Paper No. 5578," no. 5578, pp. 1–11.



## 6 METODOLOGÍA



## **7 SISTEMA DE GESTIÓN DE CONTROL DE CORROSIÓN**

El modelo planteado para realizar gestión de control de corrosión está basado en el flujo de información para lo cual se requiere centralizar la información relacionada a los sistemas de aguas de inyección y esta debe estar clasificada y ordenada en un archivo de base de datos y debe ser de pleno conocimiento a cada uno de los actores encargados del análisis y la toma de decisiones tanto desde el punto de vista de la gestión como del control de corrosión.

### **7.1 MANEJO DE INFORMACIÓN**

Para lograr la identificación del riesgo por corrosión interna en la etapa de operación, es necesario ejecutar una etapa inicial de recolección, análisis y clasificación de información obtenida en todos los centros de documentación y fuentes posibles de operación, ingeniería, mantenimiento, tratamiento químico e integridad y corrosión.

La información manejada debe incluir y no restringirse a las siguientes fuentes:

- Filosofías de operación.
- Bases de diseño.
- Evaluación de peligros operacionales (HAZOP).
- Planos de ingeniería, hojas de datos de equipos “data sheet”, isométricos, diagramas de instrumentación y tubería (P&ID), diagramas de flujo de proceso (PFD).
- Dosieres de construcción.
- Datos operacionales como temperatura, presión, caudal, historial de operación, limpiezas, paradas, etc.
- Caracterización física, química y microbiológica de fluidos manejados.
- Históricos de falla.
- Análisis de causa raíz (RCA).
- Registros de reparación.
- Registros de inspección y monitoreo.
- Registros de medidas de mitigación implementadas.
- Registros de manejo del cambio.
- Entrevistas con operadores.
- Datos de simulación.
- Estudios de corrosión.
- Tratamientos químicos empleados, dosis y periodo de inyección.

Durante esta etapa se realizan visitas a derechos de vía y facilidades por ingenieros de diferentes especialidades como corrosión, integridad, instrumentación y procesos, según sea el caso, deben ser registradas y en su ejecución se

identificarán desviaciones de ingeniería, hallazgos y amenazas a la integridad de equipos y tubería.

Sin importar que existan registros históricos, es importante obtener muestras de fluidos manejados y realizar pruebas de campo y laboratorio en diferentes sitios seleccionados por el ingeniero de corrosión que apoyará los análisis de riesgos. Se analizarán los datos actuales y las tendencias históricas para las variables medidas.

La información conseguida deberá ser debidamente organizada en plantillas y bases de datos, a partir de la cual se podrá realizar consultas de manera rápida. Dicha información debe ser regularmente actualizada según los cambios realizados en la operación. Es necesario coordinar con el departamento de integridad para que la información de proyectos nuevos sea actualizada permanentemente en las bases de datos desarrolladas.

## **7.2 PLAN DE MONITOREO DE CORROSIÓN INTERIOR**

El plan contiene cada uno de los procesos sistemáticos a seguir, relacionados a los diferentes segmentos que componen el sistema de aguas de inyección. Por un lado, se tiene una planta de tratamiento la cual va a tener las unidades de proceso necesarias para tratar el fluido dependiendo de su procedencia y por el otro se tiene la red de tubería que compone el transporte y la distribución del fluido tratado.

En el caso del tratamiento de las aguas de inyección es muy peligroso tratar de generalizar la gestión y los planes de acción si no se conocen las particularidades de cada proceso. A continuación, se relacionan comentarios preliminares asociados a aguas según su procedencia:

### **7.2.1 Aguas frescas superficiales**

- Agua saturada de oxígeno - Su corrosividad varía con la composición del agua.
- Normalmente contiene sólidos suspendidos que pueden ser removidos en las plantas de tratamiento.
- Se encuentran usualmente contenidos de bacterias aerobias y es común encontrar bacterias sulfatoreductoras bajo depósito en estos sistemas.
- Pueden traer potenciales problemas de formación de incrustaciones en fondo de pozo, pero esto se puede controlar a medida que disminuye los sólidos disueltos.
- Puede ser incompatible con el agua de formación.
- Puede causar hinchamiento y baja inyectabilidad.

### **7.2.2 Agua de producción**

- Usualmente contiene CO<sub>2</sub> y/o H<sub>2</sub>S disueltos los cuales pueden ser corrosivos.

- Usualmente contiene sólidos suspendidos. Pueden contener productos de corrosión lo cual es un factor por analizar
- Transfieren grasas y aceites de formación.
- Es posible que produzcan incrustaciones en la formación, sin embargo, este problema es más común en los sistemas de producción. Las incrustaciones en el sistema de inyección se presentan cuando existe incompatibilidad en la mezcla con otras aguas de inyección.

### **7.2.3 Agua de fuente subterránea**

- No son muy corrosivas, dependiendo de la composición, vienen libres de oxígeno disuelto. El Oxígeno se puede fugar por el anular de los pozos y causar problemas.
- Pueden formar incrustaciones. Normalmente aguas de fuentes incrustantes no son empleadas.
- Pueden tener varios tipos de bacterias incluyendo las BSR.
- Pueden contener sólidos suspendidos. Normalmente esto no es un problema, algunas fuentes pueden no requerir filtración.

Según la información relacionada anteriormente es importante establecer un método analítico que permita determinar cuáles son los mecanismos de daño más probables que se pueden encontrar en cada una de las plantas y que a su vez se pueden desarrollar en la red de distribución e inyección. En el flujograma de gestión establecido se propone a partir de los análisis operaciones, tratamiento químico, inspección y monitoreo de corrosión realizados a los fluidos y sistemas de aguas de inyección establecer niveles de agresividad corrosiva, tasas de incrustación y erosión, potenciales mecanismos de daño, evaluaciones del estado de integridad y determinar las velocidades de corrosión directas e indirectas con el fin de realizar una valoración de riesgo por corrosión interna que permita priorizar las acciones de monitoreo, inspección y control de corrosión a cada una de las secciones según necesidad.

## **7.3 ANÁLISIS DE CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN**

El objetivo de una planta de tratamiento de aguas de inyección es entregar el fluido en óptimas condiciones posibles a los ductos de transporte y distribución para que no afecte la permeabilidad de la roca de formación del pozo productor. Es importante asegurar que la calidad del agua de inyección apunte a conservar características fisicoquímicas las cuales son nombradas a continuación.

El agua producida y las aguas complementarias de superficie deben clarificarse para quitarles las acumulaciones de aceite residual, arena o desechos de formación, sólidos suspendidos inorgánicos u orgánicos oxidados o productos de corrosión. La calidad requerida para la inundación con agua está determinada por la restricción en la permeabilidad del yacimiento. En los casos en que el agua de inyección debe

incluir agua superficial o agua de pozo de menor salinidad que el agua original de la formación, puede resultar en una incompatibilidad química con la roca de formación. Esto puede causar hinchamiento de la arcilla en la roca del yacimiento. Históricamente, la adecuación del agua de inyección se ha determinado por medio de análisis de aguas en cuestión, de una filtración con membrana, o de trabajo de laboratorio de los núcleos de la formación. Es necesario efectuar varios tipos de análisis para identificar y evaluar estos problemas potenciales, deben correrse análisis en varios puntos a lo largo del sistema de agua, debido a que los cambios en el sistema proporcionan datos para el control adecuado. El trabajo de control del sistema de agua de inyección comienza en el pozo de producción, porque es aquí donde el agua empieza a cambiar. A medida que el agua entra al tubo de producción ocurre una caída de presión que por sí sola podría causar precipitación.

A continuación, se relaciona las variables más importantes para determinar la calidad del agua de inyección las cuales se clasifican como: (1) sólidos iónicos disueltos, (2) sólidos suspendidos, (3) gases disueltos, (4) Bacterias que causan problemas y (5) aceite residual. Estos se encuentran relacionados en la figura 7 donde se observa el reporte recomendado por API RP 45.

Figura 7. Reporte recomendado API RP 45.

Lab Report Form

Company	Field	Date	Time	Sampled By
Sample Number	Sample Point	Well	Depth	API Well Number

Other Information: \_\_\_\_\_

Dissolved Solids      Other Properties

Cations	mg/L	meq/L	Method	Property	Value	Units	Method
Sodium, Na				pH			
Calcium, Ca				Density (20°C)		g/mL	
Magnesium, Mg				Conductivity		µohm-cm @ temp.	
Barium, Ba				Resistivity		ohm/cm @ temp.	
Strontium, Sr				TDS		mg/L	
Iron, Fe							
Potassium, K				Other Tests	Value	Units	Method
Total Cations							
Anions	mg/L	meq/L	Method				
Chloride, Cl							
Sulfate, SO <sub>4</sub>							
Alkalinity							
Bicarb., HCO <sub>3</sub>							
Carbonate, CO <sub>3</sub>							
Hydroxide, OH							
Total Anions							

Comments: \_\_\_\_\_

**Field Report Form**

Company	Field	Date	Time	Sampled By
Sample Number	Sample Point	Well	Depth	API Well Number

Other Information: \_\_\_\_\_

Test	Value	Units	Method	Other Tests	Value	Units	Method
Alkalinity		mg/L					
Hydroxide (calculated)		mg/L					
Carbonate (calculated)		mg/L					
Bicarbonate (calculated)		mg/L					
Iron		mg/L					
Sulfide		mg/L					
Dissolved O <sub>2</sub>		mg/L					
Dissolved CO <sub>2</sub>		mg/L					
pH							
Temperature		°C					
Turbidity		NTU					

Comments: \_\_\_\_\_

Fuente: API RP 45

### 7.3.1 Sólidos disueltos totales (SDT)

En las salmueras de los campos petroleros, los SDT van desde menos de 10.000 mg/l hasta 350.000 mg/l, entre los que el NaCl constituye el 80% o más<sup>9</sup>. Los cationes no deseados para aguas óptimas que se encuentran en las aguas de los campos petroleros son el Ca, Mg, Ba, Sr, Fe. Los cationes que se encuentran comúnmente son Cl<sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>-</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> y S<sup>=</sup>. El K, Li, B, Zn y Cu se miden algunas veces. Con el fin de tener un consenso entre los análisis que se debe realizar a las aguas de inyección se recomienda hacer uso de los lineamientos de la norma API RP 45 “Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters”.

### 7.3.2 Sólidos suspendidos

Varios sólidos inorgánicos y orgánicos se encuentran en las aguas del petróleo, pueden ser partículas de óxidos metálicos provenientes de la tubería del pozo o hierro oxidado o manganeso, presentes originalmente en el agua. Otros sólidos suspendidos pueden ser los sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos, estas partículas se recolectan en un filtro de membrana de 0.45 micras para su identificación. Los sólidos filtrados se analizan por separado, una alta concentración de extractables solubles en freón indica por lo general la necesidad de una mejor desemulsificación o clarificación del agua que se va a inyectar. Entre los materiales

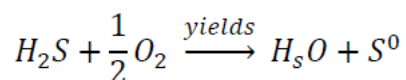
<sup>9</sup> Ecolab Company, “Reinventamos el modo en que se gestiona el agua,” *Nalco Water*. 2020.

solubles en ácido Clorhídrico están los carbonatos de calcio, de magnesio y de hierro, así como los óxidos y sulfuros de hierro. El residuo que queda después del tratamiento podría incluir sílice, sulfatos de bario, sulfatos de calcio o hidrocarburos pesados, como asfáltenos, que son insolubles en la mayor parte de los solventes, el residuo podría incluir bacterias.

### 7.3.3 Gases disueltos

Los gases que causan más preocupaciones son el sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y el oxígeno ( $O_2$ ).

Sulfuro de hidrogeno, las aguas producidas que contiene  $H_2S$  se conocen como aguas amargas. Los yacimientos de petróleo pueden volverse amargos debido a la actividad de las bacterias sulfatoreductoras en la formación de la producción. Las concentraciones de  $H_2S$  pueden alcanzar varios cientos de mg/l. En muchas áreas del país se usan sistemas mecánicos elaborados para remover este gas del agua producida antes de reinyección. El  $H_2S$  en contacto con hierro produce sulfuro de hierro, el cual puede acelerar la corrosión o actuar como agente incrustante. Los sulfuros de la mayor parte de los metales son insolubles en agua y tienen a precipitarse. El  $H_2S$  puede producirse también en el sistema de manejo de agua por las bacterias sulfatoreductoras, cualquier aumento en la concentración del  $H_2S$  a través del sistema de agua que no haya sido causado por el mezclado se considera como indicación de actividad bacteriana. El  $H_2S$  en contacto con oxígeno disuelto puede producir azufre elemental, que también es un serio agente incrustante. A continuación, se encuentra la reacción química que da lugar:



Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ), es un gas ionizable que forma ácido carbónico débil cuando se disuelve en agua, es uno de los mayores contribuyentes a la producción de corrosión en el pozo y en el sistema de inundación con agua. Las concentraciones con  $CO_2$  en el pozo de producción pueden exceder los 200 mg/l, mucho de lo cual se pierde a la atmosfera cuando los fluidos producidos salen del pozo. El dióxido de carbono es responsable también de la disolución de la piedra caliza de la roca del yacimiento, lo que aumenta la dureza y la alcalinidad.

Oxígeno disuelto (OD), rara vez está presente en los fluidos producidos que salen del yacimiento, a menos que sea arrastrado por infiltración, pero es quizás el más serio agente corrosivo que participa en los mecanismos de corrosión con el agua de los campos petroleros. También es responsable de la creación de agentes incrustantes por la oxidación del hierro ferroso y del sulfuro de hidrogeno. Es importante tratar de excluir el oxígeno de todos los recipientes en las líneas superficiales de distribución y abastecimiento.

### 7.3.4 Bacterias Causantes de problemas

De los varios tipos de bacterias responsables de la corrosión y la producción de sólidos incrustantes, el más agresivo ataque lo produce la bacteria anaeróbica reductora de sulfato, *Desulfovibrio desulfuricans*.

Históricamente, estas bacterias se han identificado por la técnica de extinción por dilución seriada<sup>10</sup>. La desventaja más sobresaliente de esta técnica es que demora un tiempo de 15 a 28 días para reportar resultados positivos.

En la actualidad existen técnicas de detección más rápidas basadas en biología molecular que permiten tener resultados en pocas horas. El más completo y recomendado es el PCR.

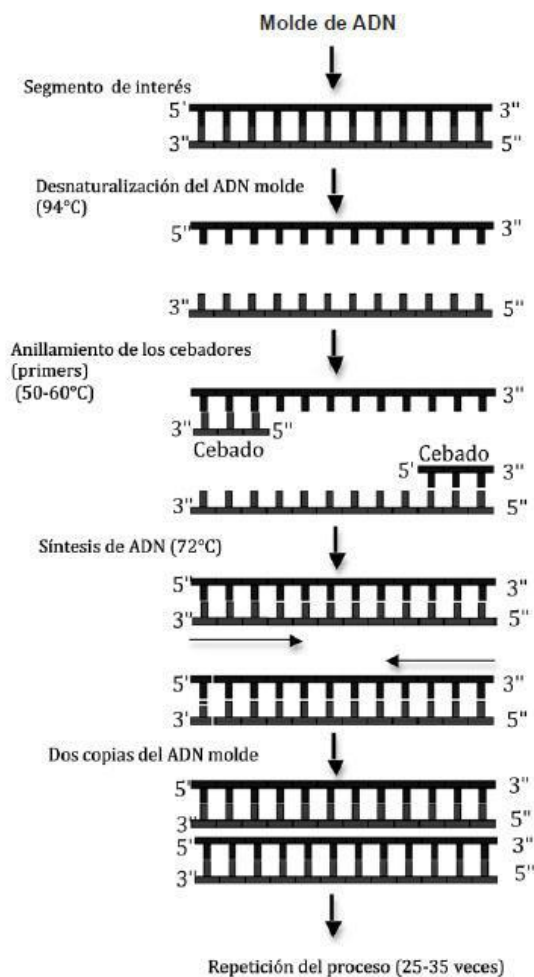
La reacción en cadena polimerasa (PCR), es la enumeración de microorganismos potenciadores de la corrosión es un aspecto del diagnóstico molecular microbiológico, especialmente si quiere utilizarse para la evaluación cuantitativa del riesgo por Biocorrosión. La reacción en cadena de la polimerasa (PCR) es la técnica de diagnóstico molecular más ampliamente utilizada debido a su protocolo rápido y de fácil uso (Figura 8). Por lo general, 2-3 h son necesarias para completar una PCR, pero hoy en día se están desarrollando sistemas de PCR más avanzados para generar un resultado en cuestión de minutos (2). A continuación, en la figura 8, se presentan varios ejemplos de las aplicaciones de los distintos tipos de PCR.

---

<sup>10</sup> NACE TM 0194-2014 TM0194-2014-SG (Spanish), "Monitoreo en Campo del Crecimiento Bacteriano en los Sistemas de Gas y Petróleo"



Figura 8. Etapas del PCR



Fuente: API RP 45

La técnica PCR se basa en el principio de complementariedad de bases del ADN y en la participación de la enzima polimerasa que permite la extensión del fragmento a amplificar, agregando nucleótidos en secuencia complementaria al ADN molde por medio de un proceso cíclico que comprende tres pasos: desnaturalización, hibridación y extensión.

### 7.3.5 Aceite residual

Toda agua de producción que pueda ser candidata para reinyección se le debe analizar el contenido de grasa y aceites. El contenido de algunas grasas y aceites en el agua decrecen la inyectabilidad especialmente cuando está en combinación con sólidos suspendidos como sulfuros de hierro, también puede ocurrir que se formen bloques de emulsiones en los pozos de inyección.

### **7.3.6 Incrustaciones**

Las incrustaciones minerales se pueden formar en muchas áreas a causa de la sobresaturación de iones disueltos en el fluido, este fenómeno puede ocurrir en la superficie de la formación a medida que los fluidos producidos entran al tubo de producción; las incrustaciones se pueden formar también a lo largo de todo el tubo de producción y sobre los vástagos de succión y las bombas; así mismo puede manifestarse en los recipientes de superficie y sobre las superficies de calentamiento en los tratadores térmicos.

En el sistema de manejo del agua, las incrustaciones pueden formarse en las bombas del agua de inyección, en las líneas de superficie que vayan a los pozos de inyección y en las superficies de las rocas en la formación de inyección.

Algunas incrustaciones pueden removerse por tratamiento químico, proceso caro que consume tiempo. Incrustaciones como el sulfato de calcio, que no pueden removerse químicamente, pueden requerir el reemplazo de las líneas de superficie o el abandono del pozo.

## **7.4 MONITOREO DE CORROSIÓN INTERNA**

El monitoreo de la corrosión interna estará centrado en cinco grupos de análisis según su clase: Análisis fisicoquímico y microbiológico In-situ, análisis fisicoquímico y microbiológico en laboratorio, análisis de arenas y otros sólidos, análisis de cupones y biocupones de corrosión, y evaluaciones por ensayos no destructivos. Estos grupos están relacionados con cada tipo de orden de trabajo que se puede generar dentro del contrato (Monitoreo, Mitigación y Control e Inspección).

### **7.4.1 Análisis de muestras acuosas**

Los análisis fisicoquímicos y microbiológicos realizados en In-situ y laboratorio que serán realizados con el fin de establecer análisis mediante técnicas indirectas de evaluación son los que se encuentran asociados en la tabla 1

**Tabla 1. Cuadro de análisis y calidad de análisis de aguas**

<b>Parámetro</b>	<b>In situ/ Laboratorio</b>	<b>Método</b>	<b>Método de referencia</b>	<b>Interferencias</b>	<b>Objetivo de la medida</b>	<b>Vel. Respuesta</b>
Oxígeno Disuelto (O <sub>2</sub> ) ppm	In situ	Titulométrico	SM 4500-OC ASTM D888-92	Hierro ferroso, atmosfera	Serio agente corrosivo y potenciador de las incrustaciones de fácil difusión	Rápida
Electrométrico (DO Tester)			H <sub>2</sub> S causa que se reduzca sensibilidad fuera del tiempo, atmosfera			
Colorimétrico			Según fabricante, ambiente			
Acido Sulhídricos (H <sub>2</sub> S) ppm	In situ	Titulación yodométrica	SM 4500-S2E	Tiosulfato, sulfito y algunos componentes orgánicos	Agente corrosivo y productor de incrustaciones (más corrosivas), puede indicar la presencia de bacterias BSR	Rápida (2 min)
Electrodo de ion selectivo		ASTM D 4658-92			No significativas	
Azul de metileno		SM 4500-S2D			Yoduro, tiosulfato y altos niveles de sulfuro	
Garret gas train		API RP 13B-1			sulfitos	

<b>Parámetro</b>	<b>In situ/ Laboratorio</b>	<b>Método</b>	<b>Método de referencia</b>	<b>Interferencias</b>	<b>Objetivo de la medida</b>	<b>Vel. Respuesta</b>
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) ppm	In situ	Titulométrico	SM 4500-CO <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub> , aminas, borato, nitrato y S <sup>2-</sup>	Agente corrosivo, puede aumentar la dureza y alcalinidad del fluido de formación	Rápida
Potenciales de Hidrógeno (pH)	In-Situ	pH-metro	SM 4500-H+B ASTM D 1293-84	Temperatura	Está relacionado con la concentración de ácidos disueltos en el fluido causante de la corrosión. En el caso de sustancias básicas el potencial incrustante.	Rápida

Temperatura (°C)	In-Situ	Termómetro de vidrio	ASTM E1 - 14	No verificación previa	Variable termodinámica que afecta el equilibrio líquido gas y además modifica las velocidades de corrosión	Rápida
Turbidez (ppm)	In-Situ	Nefelometría	ASTM D 1889-88 SM 2130-B	Flotación o partículas suspendidas, entrada de burbujas de aire, color de la solución.	Es una medida directa de la cantidad de sólidos suspendidos y/o material biológico que puede tener el fluido	Rápido
Sólidos Disueltos Totales (ppm)	In-Situ o Laboratorio	Cálculo	SM 5310-B, ASTM D 2579-85	Depende de la detección y medición de todas las especies iónicas	Revela el potencial incrustante que tiene el fluido debido al contenido de cationes y aniones presente	Media (Hasta 24 horas, mantener refrigerado)

					s en el fluido	
Gravimetría		SM 2540-C			Muestras con alto contenido de Ca, Mg, Cl, SO <sub>4</sub> que requieren largos tiempo de secado	
Conductividad (µS/cm)	In-Situ o Laboratorio	Electrométrico	SM 2510-B, ASTM D 1125-91	Perder o ganar gases disueltos (Principalmente en agua fresca)	Media (Hasta 28 días, mantener refrigerado)	

Parámetro	In situ/Laboratorio	Método	Método de referencia	Interferencias	Objetivo de la medida	Vel. Respuesta
Alcalinidad (ppm) [1]	In-Situ o Laboratorio	Electrométrico	SM 2320-B ASTM D 1067-92	Gasas disueltas después de la medición, lodos, aceites, sólidos adheridos al electrodo	Capacidad de neutralizar ácidos, representar la cantidad de iones de carbono disueltos en el fluido potencialmente incrustantes	Media (Hasta 24 horas, mantener refrigerado)
Indicador		SM 2330-B		Gasas disueltas después de la medición, Color y turbidez de la muestra.		
Hierro Total y Soluble (ppm)	In-Situ o Laboratorio	Colorimétrico	SM 3500-Fe B	Agentes Oxidantes, Cianuro, Nitrito, Fosfatos, Cromo, Zinc, se requiere digestión en presencia de	El contenido de hierros puede estar relacionado a un incremento en la corrosión interna del sistema o la formación de precipitados ferrosos.	Media (Preservar en HN03 a pH<2)

				materia orgánica.		
Calcio (ppm) [2]	Laboratorio	ICP (Plasma de Acoplamiento Inductivo)	SM 3500-Ca C	No significativas	Es responsable de la formación de incrustaciones calcáreas, Junto con el Magnesio y los Carbonatos y Bicarbonatos aumentan la dureza del agua, lo cual es otra señal del potencial incrustante de la misma y una señal de incompatibilidad química con el agua de formación.	Media (Preservar en HN03 a pH<2)
AAS (Espectroscopia de Adsorción Atómica)		SM 3500-CaB, ASTM D 511-92			Presencia de Fosfatos y Aluminio	
EDTA		SM 3500-Ca D, ASTM D 511-92			Bario, Estroncio y Ortofosfato	
Magnesio (ppm)	Laboratorio	AAS (Espectroscopia de	ASTM D 511-92, SM 3500-Mg B	Presencia de Fosfatos y Aluminio	Media (Preservar	



		Adsorción Atómica)			en HN03 a pH<2)
ICP (Plasma de Acoplamiento Inductivo)		SM 3500-Mg C		No significativas	
EDTA		ASTM D 511-92		Bario, Estroncio y Ortofosfato	
Cálculo		SM 3500-Mn D		Depende de los resultados de dureza y calcio determinados	

Parámetro	In situ/Laboratorio	Método	Método de referencia	Interferencias	Objetivo de la medida	Vel. Respuesta
Cloruros (ppm)	Laboratorio	Colorimetría	SM 4500-Cl B	Bromuros, Yoduros, Cianuro. S <sup>2-</sup> , SCN, SO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> . Pueden ser removidos	La mayor fuente de los iones cloruros es el NaCl, por lo tanto, este ion es utilizado para medir la salinidad del agua. Los Cloruros son un indicador de para predecir la aceleración de la corrosión	Media (No requiere preservación durante 28 días)

					o indicación de picaduras. Tiene la capacidad de inhibir los inhibidores fílmicos junto con los fosfatos.	
Electrometría		4500-Cl D			Bromuros, Yoduros	
Nitrato Mercúrico		ASTM D 512-89, SM 4500-Cl C			Bromuros, Yoduros, férricos y iones de sulfitos.	
Cromatografía Iónica		ASTM D 4327-91, SM4110-B			Algunas sustancias con tiempo de retención similar a los Cloruros	
Sulfatos (ppm)	Laboratorio	Cromatografía Iónica	ASTM D 4327-91, SM 4500-SO4 B	Algunas sustancias con tiempo de retención similar a los sulfatos	Forma incrustaciones insolubles al combinarse con los iones calcio, bario y estroncio. Además, sirve como alimento a las bacterias sulfato reductoras.	Media (Hasta 28 días, requiere refrigeración)

Turbidimetría		SM 4500 SO4 E, ASTM D 4130-82			Material suspendido y de color oscuro	
Gravimetría		SM 4500-SO4 C			Material suspendido, Silica, NO3-, SO3-	
Bario (ppm)	Laboratorio	ICP (Plasma de Acoplamiento Inductivo)	SM 3500-Ba C	No significativas	El Bario, al combinarse con el ion sulfato forman el sulfato de bario (BaSO4), el cual es extremadamente insoluble y presenta graves problemas por la dificultad para ser removido	Media (Preservar en HN03 a pH<2)
AAS (Espectroscopia de Adsorción Atómica)		SM 3500-Ba B, ASTM D 3651-92			Presencia de Fosfatos y Aluminio	
Manganeso (ppm)	Laboratorio	ICP (Plasma de Acoplamiento Inductivo)	SM 3500-Mn C	No significativas	Normalmente proviene de aguas subterráneas en las cuales al entrar en contacto con el oxígeno superficial	Media (Preservar en HN03 a pH<2)

					l toma una coloración negra debido a la formación de óxidos incrustantes.	
AAS (Espectroscopia de Adsorción Atómica)		SM 3500-Mn B, ASTM D 858-9			Presencia de Fosfatos y Aluminio	
Fotometría		SM 3500-Mn D			Bromuro y Yodo.	

Parámetro	In situ/Laboratorio	Método	Método de referencia	Interferencias	Objetivo de la medida	Vel. Respuesta
Sólidos Suspendidos Totales (ppm)	Laboratorio	Filtración	SM 5310-B, ASTM D 2579-85	Partículas con largo tiempo de flotación y presencia de aglutinantes, Muestras con grandes cantidades de sólidos disueltos.	Contenido de sólidos orgánicos o inorgánicos, sedimentos o arenas y productos de corrosión que indican corrosión, deposición o	Media (requiere refrigeración)

					incrustación.	
Grasa y Aceites	Laboratorio	Infrarrojo	SM 5520-C, ASTM D 3921-85	Selección del estándar crítico	Un incremento en el contenido de grasas y aceites de los fluidos puede llevar a una baja inyectabilidad, especialmente cuando se combinan con sólidos suspendidos y sulfuro de hierro. Pueden formar bloqueos de emulsión en los pozos de inyección.	Media (Hasta 28 días, Preservar en HCl a pH<2)
Colorimetría		SM 5520		Tratamientos químicos y otros contaminantes que causan cambios de color.		

Gravimetría		SM 5520-B		Se pueden extraer materiales que no sean grasas y aceite.		
Extracción Soxhlet		SM 5520-D		Solventes orgánicos y ciertos componentes no considerados grasa y aceite.		
Total Petroleum Hydrocarbon		SM 5520-F, ASTM D 3921-85		Solventes orgánicos y ciertos componentes no considerados grasa y aceite.		
Análisis de Bacterias BSR, BPA, BAnT y BHT	Laboratorio	Extinción por dilución seriada	NACE TM 0194	Presenta desviaciones por contaminación cruzada, mal procedimiento de inoculación y mala preservación de la muestra, algunos ácidos pueden presentar falsos positivos.	Las bacterias son responsables del aumento del H <sub>2</sub> S y de ácidos orgánicos que pueden ser potencialmente corrosivos, pueden formar depósitos y daños localizados profundos	Lenta o Media depende de la técnica empleada, el PCR toma pocas horas y la E.D.S toma 28 días (preservar la muestra de 0 a 4 °C antes de ser inoculada. Analizar en un máximo de 48 horas.
PCR		Standard PCR Protocol		Toma de muestra errónea, mala conservación y refrigeración		

<b>Parámetro</b>	<b>In situ/ Laboratorio</b>	<b>Método</b>	<b>Método de referencia</b>	<b>Interferencias</b>	<b>Objetivo de la medida</b>	<b>Vel. Respuesta</b>
DRX a solidos	Laboratorio	DRX	ASTM D 3906-19	Contaminación con material orgánico o inorgánico no cristalino, La presencia de oxígeno o agentes externos pueden generar cambios en la muestra.	Determinar la presencia de productos de corrosión y las especies minerales que la componen.	Media (Refrigerar, Preservar en bolsas la vacío)
Cationes y aniones presentes en solidos	Laboratorio	Método cualitativo	Marcha analítica	presencia de oxígeno o agentes externos pueden generar cambios en la muestra, Contaminación cruzada con otras muestras	Determinar la presencia de cationes y aniones de forma rápida que pueden estar relacionados a procesos corrosivos	Media (Refrigerar, Preservar en bolsas la vacío)

				y reacción con el exterior.	s o incrustan tes.	
--	--	--	--	--------------------------------------	-----------------------------	--

Fuente: autor

[1] Los análisis de carbonatos y bicarbonatos se realizarán cuando el pH de la muestra supere los 8.3 en caso contrario el contenido de carbonatos será cero y el de bicarbonatos será igual al valor de alcalinidad. En caso de que el pH supere los 9.6 se deberá realizar el análisis de Hidróxidos para cuantificar cada anión.

[2] El contenido de durezas total, cálcica y magnésica se debe realizar por cálculo ya que los contenidos de  $Mg^{+}$  y  $Ca^{+}$  según los métodos propuestos a analizar serán más exactos que realizar titulación en campo o laboratorio.

Nota 1: Los demás análisis como retiro e instalación de cupones y biocupones y análisis mediante técnicas de ensayos no destructivos hacen parte de un conjunto de estándares las cuales algunas han sido citadas en el cuadro anterior y las demás será utilizadas según requerimiento técnico particular de la medición.

Nota 2: La tabla anterior establece los lineamientos técnicos mínimos para realizar medición y análisis de muestras de agua y sólidos, busca asegurar la calidad técnica en todo el proceso de cadena de custodia de una muestra a la cual se les debe aplicar según requerimiento solo los análisis normalizados expuesto.

#### 7.4.2 Análisis de muestras sólidas de limpiezas internas

El análisis de sólidos va centrado a determinar las especies químicas de productos de corrosión, incrustaciones y potencial de erosión encontradas como desecho en las actividades de limpieza interna de ductos que se caracterizan con los siguientes análisis de laboratorio:

- **Análisis Porcentual:** En este análisis se determina la humedad, el contenido de sustancias orgánicas e inorgánicas encontradas en una muestra de sólidos, estos resultados sirven como insumo para calcular la afectación por corrosión y el potencial de formar Biopelículas.
- **Análisis Elemental:** Este conjunto de análisis establece los diferentes aniones y cationes presentes en la parte inorgánica de la muestra analizada que está estrechamente relacionada a la formación de incrustaciones y/o productos de corrosión.
- **Análisis Mineral:** El análisis mineral se realiza mediante la técnica de Difracción de Rayos X-DRX. Los rayos X son difractados por los electrones que rodean los átomos por ser su longitud de onda del mismo orden de magnitud que el radio atómico. El haz de rayos X emergente tras esta



interacción contiene información sobre la posición y tipo de átomos encontrados en su camino. Los cristales, gracias a su estructura periódica, dispersan elásticamente los haces de rayos X en ciertas direcciones y los amplifican por interferencia constructiva, originando un patrón de difracción.

- Marcha analítica de depósitos: Técnica cualitativa que permite determinar la presencia de sulfuros y carbonatos: los sulfuros pueden formar incrustaciones metálicas que pueden provenir de proceso de corrosión por  $H_2S$  y se presenta en forma de Marcasita ( $FeS_2$ ), Pirita ( $FeS_2$ ) y Pirrotina ( $Fe_{1-x}S$ ). Los carbonatos se forman por la presencia de elementos incrustantes como Carbonatos de Calcio ( $CaCO_3$ ) y Magnesio ( $MgCO_3$ ) y/o Dolomita  $CaMg(CO_3)_2$ , etc. También puede dar indicios de procesos de corrosión por  $CO_2$  en el caso de que se presenten compuestos como la Siderita ( $FeCO_3$ ) y otros carbonatos de Hierro. Complementario a lo anterior se realiza un análisis de magnetismo de la muestra para confirmar o descartar la presencia de sustancias magnéticas como principal característica de los elementos metálicos como el Fe, Mg, presentes en el acero al carbono.

## **7.5 ANÁLISIS DE CUPONES, BIOCUPONES Y ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS**

La información que se deriva de cada una de estas técnicas es complementaria entre sí. El uso de cada una de estas técnicas depende del objeto a determinar; por ejemplo, si se quiere determinar formas de corrosión, o mecanismos de corrosión o simplemente la velocidad de corrosión del sistema.

### **7.5.1 Monitoreo de corrosión interna por cupones de corrosión.**

El monitoreo de corrosión interna se realiza de forma básica usando cupones de corrosión los cuales son pequeñas muestras de metal de características (material, dimensiones, acabado superficial y peso) definidas los cuales y se instalan al interior de la tubería durante un tiempo estimado periódico con el fin de determinar la rata de pérdida de metal y morfología de daño. Del proceso anterior es posible estimar tasas de depositación, mediante la caracterización de los depósitos en laboratorio, determinar la composición de especies incrustantes o analizar las colonias microbianas en caso de que los depósitos sean orgánicos. La norma que establece los criterios de aceptación de esta metodología es la NACE SP 0775-2018. En la figura 9 se muestran los diferentes tipos de cupones gravimétricos.

Figura 9. Tipos de cupones gravimétricos



Fuente. Direct industry. <https://www.directindustry.es>

El tipo de cupón instalado tanto para análisis de corrosión e incrustación utilizado fue de tipo lámina en acero CS 1018 con dimensiones promedio de 3" x 1/8" x 1/16".

En las figuras 10 y 11 se presentan el tipo de cupón de corrosión e incrustación respectivamente.

Figura 10. Cupón de corrosión



Fuente. Direct industry. <https://www.directindustry.es>

Figura 11. Cupón de Incrustación



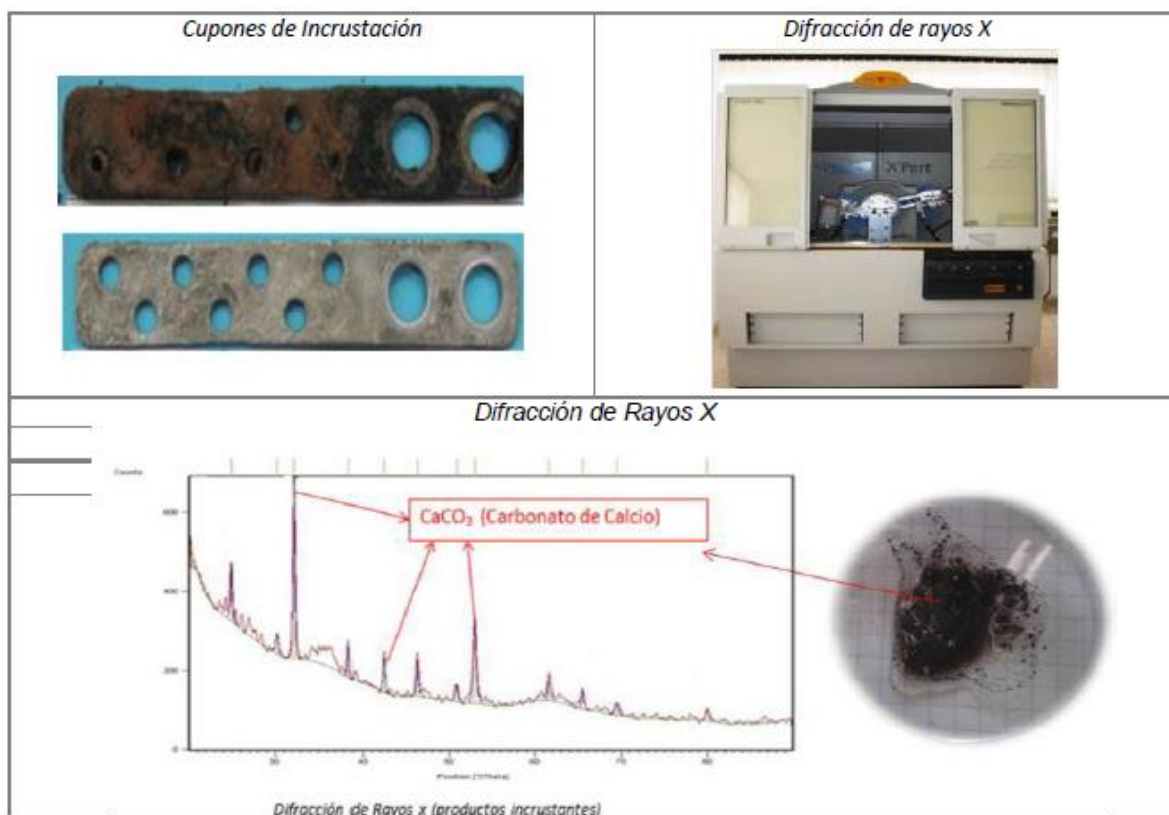
Fuente. Direct industry. <https://www.directindustry.es>

Los cupones de corrosión pueden presentar dos tipos de depósitos

- Depósitos de productos orgánicos
- Incrustación de productos inorgánicos como  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$

De esta forma se hace necesario emplear la caracterización de dichos productos a partir de difracción de rayos x. Ver figura 12

Figura 12. Difracción de rayos x



Fuente. INCITEMA

### 7.5.2 Determinación de Velocidad de Corrosión por picado

La importancia de emplear tecnologías con reconstrucción digital de imágenes multifocal a partir de análisis del deterioro de cupones y biocupones expuestos en líneas de flujo de acuerdo con las variables fisicoquímicas permite identificar con certeza el tamaño, profundidad y forma de propagación del “pitting” generado.

Por tal razón es importante que la resolución multifocal de la profundidad de la picadura sea del orden de los micrómetros, la cual se logra con la tecnología del equipo Leica. Ver figuras 13 y 14.

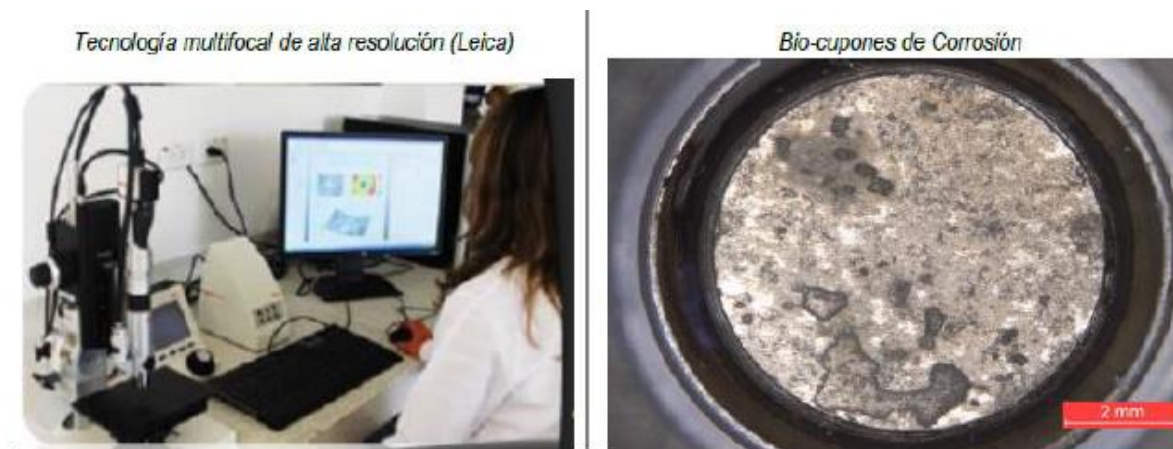
$$\text{Corrosión por picado (mmy)} = \frac{P_{\max}}{T}$$

Dónde,

P<sub>max</sub>: profundidad máxima de picado (mm/y)

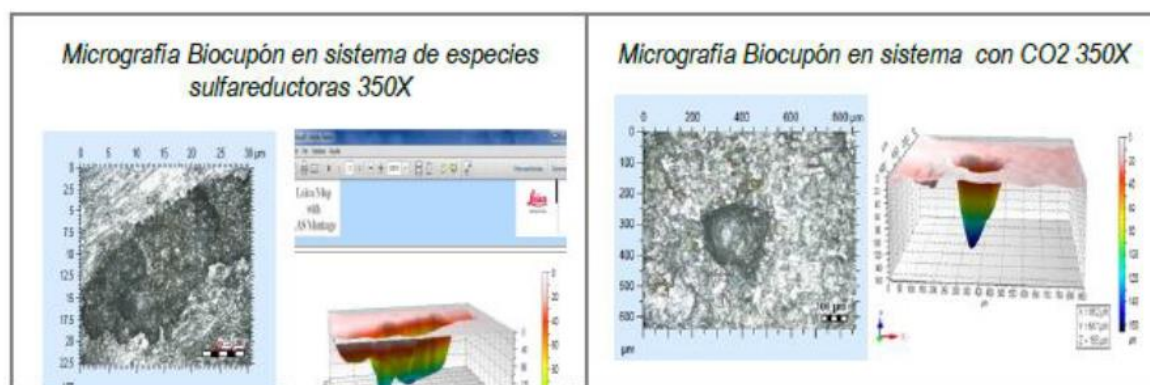
T: Tiempo de exposición del material (Años)

Figura 13. Tecnología multifocal de alta resolución Leica



Fuente. INCITEMA

Figura 14. Micrografías y representación en 3D de defectos en diferentes tipos de biocupones



Fuente. INCITEMA

### 7.5.3 Velocidad de corrosión interna por técnicas electroquímicas

Este plan es aplicable a líneas de drenaje de tanques de almacenamiento o en ductos si se desea, las actividades para ejecutarse son:

- A. Instalación de sistemas de monitoreo con probetas de resistencia eléctrica o de Polarización Lineal.
- B. Configuración de las probetas.
- C. Lecturas mensuales mediante uso de data logger.
- D. Tratamiento e interpretación de las curvas para la determinación de las tasas de corrosión.

#### 7.5.4 Técnica de resistencia a la polarización lineal (LPR) y polarización potenciodinámica

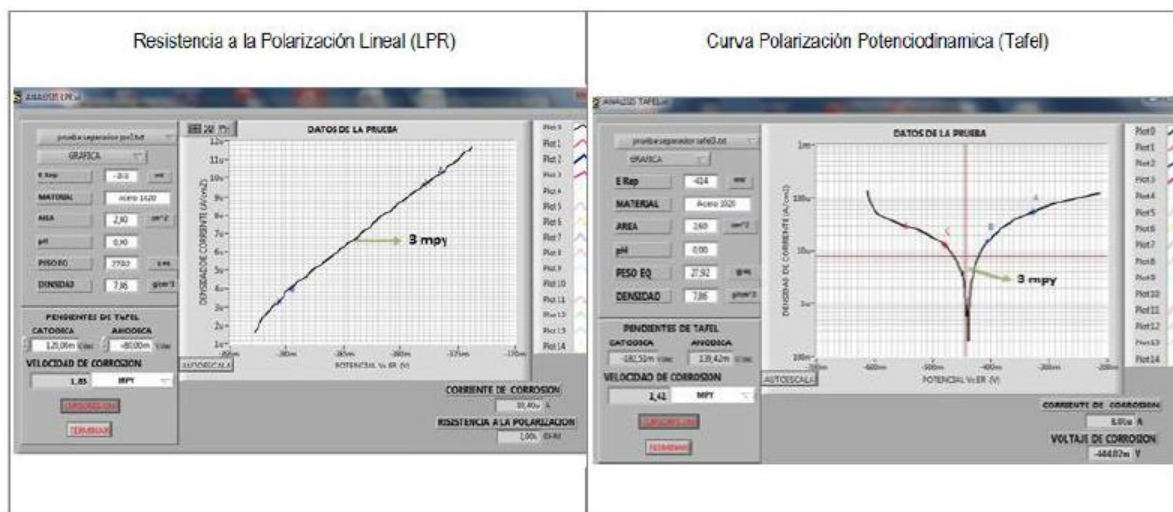
Es importante determinar velocidades de corrosión en condiciones a las cuales se encuentra las líneas de fulgo y tanques, para esto actualmente contamos con técnicas electroquímicas que son ampliamente usadas para estudiar el fenómeno de la corrosión, debido a que este ocurre en ambientes acuosos y procede por un mecanismo electroquímico, el cual por medio de un sistema electroquímico con el que cuenta el separador de fase se pueden realizar curvas para la determinación del comportamiento del fluido frente al deterioro del acero que lo contiene, por eso es de gran importancia no solo cuantificar la velocidad sino determinar que procesos están ocurriendo, tal como se muestra en la figura 15.

La mayoría de los procesos de corrosión son de naturaleza electroquímica, la cual se presenta a través de la formación y desplazamiento de partículas con carga eléctrica (iones metálicos). Esta propiedad permite estimar el estado y la velocidad de corrosión, midiendo magnitudes eléctricas relacionadas con este fenómeno, usualmente la densidad de corriente de corrosión ( $i_{corr}$ ), directamente proporcional a la velocidad de corrosión. Siendo este el fundamento de los métodos electroquímicos cuantitativos y cualitativos de estudio y control de la corrosión.

Por la ley de Faraday puede ser calculada la velocidad de corrosión (VC), mediante (ASTM G102):

$$VC = \frac{KL_{corr}}{\rho A} WE$$

Figura 15. Técnicas de polarización lineal LPR y Taffel.



Fuente. INCITEMA

Este tipo de pruebas nos permiten hallar la velocidad de corrosión in situ y poder clasificarla, según los criterios de la norma NACE SP 0775-2018.

Para determinar qué tan crítico es el valor de corrosión determinado, se utiliza el criterio establecido por la norma NACE SP 0775, la cual establece la tabla 2:

**Tabla 2. Clasificación de la criticidad de la corrosión**

<b>Criterio</b>	<b>velocidad de corrosión (mpy)</b>	<b>velocidad de picadura (mpy)</b>
Baja	< 1,0	< 5,0
Moderada	1,0 a 4,9	5,0 a 7,9
Alta	5,0 a 10,0	8,0 a 15,0
Severa	> 10,0	> 15,0
Fuente. NACE SP 0775-2018		

#### **7.5.5 Métodos no intrusivos o directos (Ensayos no destructivos).**

Se denomina ensayo no destructivo (END; en inglés, NDT, de Non Destructive Testing) a cualquier tipo de prueba practicada a un material que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. Los ensayos no destructivos implican un daño imperceptible o nulo. Los diferentes métodos se basan en la aplicación de fenómenos físicos tales como ondas electromagnéticas, acústicas, elásticas, emisión de partículas subatómicas, capilaridad, absorción y cualquier tipo de prueba que no implique un daño considerable a la muestra examinada.

La amplia aplicación de los métodos de ensayos no destructivos en materiales se encuentra resumida en los tres grupos siguientes:

- A. Defectología, permite la detección de discontinuidades, evaluación de la corrosión y deterioro por agentes ambientales; determinación de tensiones; detección de fugas.
- B. Caracterización, evaluación de las características químicas, estructurales, mecánicas y tecnológicas de los materiales; propiedades físicas (elásticas, eléctricas y electromagnéticas); transferencias de calor y trazado de isoterms.
- C. Metrología, control de espesores; medidas de espesores por un solo lado, medidas de espesores de recubrimiento; niveles de llenado.

Los ensayos no destructivos que se pueden aplicar dependiendo del objetivo de nuestra medición, en este caso para medir el estado interior en los sistemas de aguas de inyección, son el ultrasonido y la radiografía, ya que con ellos podemos determinar el espesor de los equipos y la forma de los potenciales defectos ya sea localizados o generalizado. Las principales características de estos ensayos son:

- Se basa en principios físicos.
- Sirve para medir, caracterizar y poner de manifiesto discontinuidades para diagnosticar la calidad de un objeto.
- Se define como pruebas a las que se somete un objeto sin que este resulte dañado.

Dentro de los ensayos no destructivos están:

- Fluoroscopia: se basa en la fluorescencia de algunas sustancias luego de chocar con rayos ultravioletas y permite detectar defectos pequeños o rajaduras diminutas.
- Ultrasonido: se basa en haz sónico de alta frecuencia (125KHz a 20MHz) para detectar discontinuidades internas y superficiales
- Rayos Gamma: son radiaciones electromagnéticas formadas por la superposición de varias radiaciones simples e indica defectos volumétricos; espesor y densidad.
- Rayos x: se basa en la diferencia en absorción de radiación, indica defectos volumétricos; espesor y densidad.
- Señales Acústicas: utilizan un método de resonancia para determinar irregularidades, grietas, variaciones estructurales, problemas de desgaste
- Partículas magnéticas: utilizado en materiales ferromagnéticos mediante el sometimiento de campos magnéticos, sirve para localizar discontinuidades superficiales y sub-superficiales
- Tintas penetrantes: se utiliza para detectar discontinuidades.

En la tabla 3, se encuentran las técnicas de medición directa utilizadas como ensayos no destructivos.

**Tabla 3. Cuadro de técnicas de medición directa**

<b>Conjunto de Técnicas</b>	<b>Tiempo para obtener Resultados</b>	<b>Tipo de Información</b>	<b>Objetivo de la Medida</b>	<b>Velocidad de Respuesta</b>
Análisis de Cupones	Largo periodo de exposición	Vel. de corrosión general (mpy) Vel.	Medir Vel. de deterioro interno	Lenta

Gravimétricos		de corrosión localizada (mpy)		
Análisis de Biocupones	Largo periodo de exposición	Vel de corrosión Localizada (mpy) Bacterias Sésiles BSR y BPA (ufc)	Vel. de Biocorrosión	Lenta
medición de espesores NDT	Inmediato	Vel. de corrosión Generalizada (mpy)  Vel. de corrosión localizada (mpy)	Estado de integridad	Rápida
Análisis de Perdidas por Contención	8 días hábiles	Magnitud de la consecuencia de las pérdidas de contención	Consecuencias ambientales de la pérdida de contención	Media

Fuente: Autor

#### **7.5.6 Modelo de criticidad de parámetros fisicoquímicos y microbiológicos.**

La determinación de la criticidad de los fluidos tiene como directriz dos normas básicas; el estándar MR 0176-2000 “Metallic Materials for Sucker –Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments”, y la SP 0106-2006 “Control of Internal Corrosión in Steel Pipeline and Piping System”. En la tabla 4 se encuentra la clasificación de la agresividad corrosiva del agua según el criterio NACE.



**Tabla 4. Clasificación de la agresividad corrosiva del agua criterio NACE**

<b>Clasificación Agresividad Corrosiva Fisicoquímica de Agua</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Límite permitido</b>	<b>Nivel de Agresividad</b>	<b>Norma o Referencia*</b>
O <sub>2</sub> (ppb)	<10 ppb	CORROSIÓN BAJA	Paper NACE 5962
H <sub>2</sub> S (ppm)	< 0.5 ppm	CORROSIÓN BAJA	NACE MR 0175
CO <sub>2</sub> (ppm)	<100 ppm	CORROSIÓN BAJA	NACE MR 0176
pH	>7	CORROSIÓN BAJA	Heurística de Campo
Vel. Flujo (m/s)	< 1 m/s	CORROSIÓN BAJA	Referencia NACE 5962
Temperatura	0 a 40°C	CORROSIÓN BAJA	Paper NACE 8503
Cloruros (ppm)	<3000 ppm	CORROSIÓN BAJA	NACE MR 0176
Hierro Total (ppm)	<2 ppm	CORROSIÓN BAJA	NACE MR 0192
Sólidos Totales (ppm)	<50 ppm	CORROSIÓN BAJA	NACE MR 0176
O <sub>2</sub> (ppb)	10 a 20 ppb	CORROSIÓN MODERADA	Referencia NACE 5962
H <sub>2</sub> S (ppm)	0.5 a 1 ppm	CORROSIÓN MODERADA	NACE SP 0106
CO <sub>2</sub> (ppm)	100 a 250 ppm	CORROSIÓN MODERADA	NACE MR 0176
pH	6 a 7	CORROSIÓN MODERADA	Heurística de Campo

Vel. Flujo (m/s)	1 – 1.5 m/s	CORROSIÓN MODERADA	Referencia NACE 5962
Temperatura	40 a 70 °C	CORROSIÓN MODERADA	Paper NACE 8503
Cloruros (ppm)	3000 a 6000 ppm	CORROSIÓN MODERADA	NACE MR 0176
Hierro Total (ppm)	2 a 3 ppm	CORROSIÓN MODERADA	NACE MR 0192
Solidos Totales (ppm)	50 a 100 ppm	CORROSIÓN MODERADA	NACE MR 0176
O <sub>2</sub> (ppb)	>20 ppb	CORROSIÓN SEVERA	Referencia NACE 5962
H <sub>2</sub> S (ppm)	> 1 ppm	CORROSIÓN SEVERA	NACE SP 0106
CO <sub>2</sub> (ppm)	>250 ppm	CORROSIÓN SEVERA	NACE MR 0176
pH	<6	CORROSIÓN SEVERA	Heurística de Campo
Vel. Flujo (m/s)	> 1.5 m/s	CORROSIÓN SEVERA	Referencia NACE 5962
Temperatura	>70 °C	CORROSIÓN SEVERA	Paper NACE 8503
Cloruros (ppm)	> 6000 ppm	CORROSIÓN SEVERA	NACE MR 0176
Solidos Totales (ppm)	50 a 100 ppm	CORROSIÓN SEVERA	NACE MR 0176

Fuente. NACE

\*La referencia expuesta anteriormente no es mandataria, pero proviene de un proceso científico de evaluación avalado por NACE.

## 7.6 Mecanismos de daño por corrosión interna

Los siguientes mecanismos de daño por corrosión interna han sido identificados en las secciones de tratamiento e inyección de aguas. Ver tablas 5 a la 11.

**Tabla 5. Corrosión galvánica (API RP 571, 4.3.1)**

<b>Descripción</b>	Ocurre por la unión eléctrica de dos metales disímiles en contacto con un ambiente acuoso, donde el metal más noble o cátodo es protegido por el metal más activo o ánodo.
<b>Materiales afectados</b>	Todos los metales con excepción de los metales más nobles.
<b>Factores críticos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La corrosión será más severa si los metales en contacto tienen una diferencia alta de potencial en la serie galvánica.</li> <li>- La velocidad de corrosión en el ánodo puede ser alta si la relación entre superficie de ánodo/cátodo es pequeña.</li> </ul>
<b>Sistemas afectados</b>	Reparaciones de tubería con camisas o cascos, reparaciones de equipos que impliquen soldaduras, intercambiadores con materiales diferentes entre tubos y carcasa, bridas con materiales disímiles, empaques metálicos, termocuplas, soportes de torres de transmisión eléctrica en contacto con tubería enterrada y sistemas de inyección o monitoreo en acero inoxidable.
<b>Apariencia del daño</b>	El daño ocurre donde los dos metales disímiles hacen contacto, dependiendo del ambiente la pérdida de espesor

	puede ser generalizada, bajo depósito, en forma de surcos o picaduras.
<b>Producto de corrosión</b>	Óxidos de hierro, hidróxidos de hierro.
<b>Medidas de prevención y mitigación</b>	Diseños adecuados, aislamiento entre metales disímiles, selección de materiales y recubrimientos internos.
<b>Técnicas de monitoreo e inspección</b>	Se identifica con medición de espesores por ultrasonido, inspección visual o inspección con herramienta inteligente ILI.

Fuente. API RP 571

**Tabla 6. Corrosión por dióxido de carbono (API RP 571, 4.3.6)**

<b>Descripción</b>	Conocida también como corrosión dulce, sucede debido a la disolución de dióxido de carbono CO <sub>2</sub> en agua el cual forma ácido carbónico H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> que con pH bajo ataca directamente el acero al carbono.
<b>Materiales afectados</b>	Aceros al carbono y aceros de baja aleación.
<b>Factores críticos</b>	pH bajo, altas temperaturas, altas presiones.
<b>Sistemas afectados</b>	Sistemas de ductos, agua de alimentación de calderas y sistemas de condensados, separadores que manejan CO <sub>2</sub> , sistemas de aguas de inyección, puntos con alta turbulencia como codos y té, tope de tubería que maneja gas húmedo.
<b>Apariencia del daño</b>	Adelgazamiento localizado, picaduras, canales profundos en áreas de turbulencia, corrosión generalizada y corrosión en raíces de soldaduras de tubería.

<b>Producto de corrosión</b>	Carbonato de hierro $\text{FeCO}_3$ .
<b>Medidas de prevención y mitigación</b>	Tratamientos químicos, selección de materiales con metalurgia adecuada, aplicación de recubrimientos internos, control de pH, limpiezas de tubería y equipo de proceso.
<b>Técnicas de monitoreo e inspección</b>	Análisis metalúrgico de materiales afectados, inspección visual, ultrasonido, radiografía, cupones y probetas de corrosión, inspección por ultrasonido, ondas guiadas.
<b>Pruebas analíticas</b>	<p>- Campo: pH, <math>\text{CO}_2</math> disuelto, temperaturas del sistema.</p> <p>Laboratorio: Caracterización de residuos de corrosión, determinación de hierro disuelto, análisis fisicoquímico de agua, residual de inhibidor.</p>

Fuente. API RP 571

**Tabla 7. Corrosión Inducida Microbiológicamente (API RP 571, 4.3.8)**

<b>Descripción</b>	<p>Deterioro de un metal promovido por microorganismos tales como bacterias, algas u hongos. Las actividades metabólicas de producen ácidos y otros subproductos que pueden acelerar el deterioro del material, las bacterias tienen el potencial de producir los siguientes efectos.</p> <p>- Consumir el hidrogeno polarizado de la superficie del metal. Bacterias sulfato-reductoras (BSR).</p> <p>- Consumir Oxigeno, causando que los aniones (sulfatos, cloruros) se concentren en picaduras, fisuras o bajo</p>
--------------------	---

	<p>depósitos acelerando el ataque corrosivo localizado.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Producción de ácidos (amoníaco, BPA), ácido sulfúrico (BSR) o ácidos orgánicos (acético) por la presencia de bacterias anaeróbicas.</li> <li>- Reducción de películas de inhibidor.</li> <li>- Creación de biopelículas que resultan en la formación de depósitos sólidos.</li> </ul>
<b>Materiales afectados</b>	Aceros al carbono, aceros de baja aleación, aceros inoxidables series 300 y 400, aluminio, cobre y algunas aleaciones de níquel.
<b>Factores críticos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bajo flujo o condición de pierna muerta.</li> <li>- Contenido de oxígeno y salinidad.</li> <li>- pH entre 0 y 12, según el organismo su rango óptimo.</li> <li>- Temperatura entre -17°C y 113°C.</li> <li>- Nutrientes para microorganismos en el medio (azufre, amoníaco H<sub>2</sub>S, hidrocarburos, ácidos orgánicos, carbono, nitrógeno y fósforo).</li> </ul>
<b>Sistemas afectados</b>	Sistemas de ductos, intercambiadores de calor, fondo de tanques de almacenamiento, tuberías con agua estancada o bajo flujo, equipo de subsuelo, sistemas contraincendios y sistemas de enfriamiento.
<b>Apariencia del daño</b>	Picaduras localizadas bajo depósitos o tubérculos formados por microorganismos en el acero al carbono

	y cavidades subsuperficiales en aceros inoxidables.
<b>Producto de corrosión</b>	Sulfuro de hierro FeS.
<b>Medidas de prevención y mitigación</b>	Tratamientos con biocidas, selección de materiales con metalurgia adecuada, aplicación de recubrimientos internos, limpieza interna de ductos y equipos de proceso, tratamiento de piernas muertas, tratamiento de agua en pruebas hidrostáticas, protección catódica interna y control de velocidades de flujo.
<b>Técnicas de monitoreo e inspección</b>	Bioprobetas, inspección visual, ultrasonido, radiografía, inspección por ultrasonido.
<b>Pruebas analíticas</b>	<p>- Campo: Análisis de bacterias con cultivo en campo.</p> <p>Laboratorio: Caracterización de residuos de corrosión, depósitos e incrustaciones, determinación de hierro disuelto, residual de biocida.</p>

Fuente. API RP 571

**Tabla 8. Corrosión por sulfuro de hidrógeno**

<b>Descripción</b>	Conocida también como corrosión ácida, ocurre debido a la agresividad del sulfuro de hidrogeno disuelto en agua el cual reacciona con el hierro generando sulfuro de hierro, compuesto que se fija a las superficies del acero como una incrustación negra de carácter anódico generando además corrosión galvánica y picaduras profundas.
<b>Materiales afectados</b>	Aceros al carbono y aceros de baja aleación.
<b>Factores críticos</b>	Altas temperaturas y presiones.

<b>Sistemas afectados</b>	Sistemas de ductos, equipos de subsuelo, equipos y tubería de proceso en facilidades.
<b>Apariencia del daño</b>	Principalmente picaduras, corrosión localizada cónica con fondo afilado, corrosión uniforme, corrosión subdepositada y agrietamiento por esfuerzos de sulfuros.
<b>Producto de corrosión</b>	Sulfuro de hierro FeS y sulfuros SO <sub>2</sub> .
<b>Medidas de prevención y mitigación</b>	Tratamientos químicos, selección de materiales con metalurgia adecuada, aplicación de recubrimientos internos, limpiezas de tubería y equipo de proceso.
<b>Técnicas de monitoreo e inspección</b>	Inspección visual, ultrasonido, radiografía, cupones y probetas de corrosión, ultrasonido por ondas guiadas.
<b>Pruebas analíticas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Campo: pH, H<sub>2</sub>S disuelto, temperaturas del sistema.</li> <li>- Laboratorio: Caracterización de residuos de corrosión, incrustaciones y sedimentos, determinación de hierro disuelto, análisis fisicoquímico de agua, residual de inhibidor.</li> </ul>

Fuente. API RP 571

**Tabla 9. Corrosión por oxígeno**

<b>Descripción</b>	El oxígeno disuelto puede causar corrosión severa a concentraciones relativamente bajas.
<b>Materiales afectados</b>	Aceros al carbono y aceros de baja aleación.
<b>Factores críticos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Altas temperaturas y presiones.</li> <li>- Presencia de H<sub>2</sub>S y/o CO<sub>2</sub>.</li> <li>- Concentración de oxígeno.</li> <li>- Turbulencia en el flujo por restricciones, codos y otros accesorios.</li> </ul>
<b>Sistemas afectados</b>	- Sistemas de ductos, equipos de subsuelo, equipos y tubería de proceso en facilidades,



	aguas abajo de succión en bombas, sistemas contra incendio y calderas.
<b>Apariencia del daño</b>	Corrosión localizada con fondos lisos, corrosión generalizada con residuos de óxido color rojizo, picaduras con bordes afilados en presencia de CO <sub>2</sub> y cráteres amplios en presencia de H <sub>2</sub> S, corrosión por rendija en juntas bridadas (crevice corrosion).
<b>Producto de corrosión</b>	Óxidos de hierro Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub> , Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> y FeO(OH).
<b>Medidas de prevención y mitigación</b>	Tratamientos químicos, selección de materiales con metalurgia adecuada, aplicación de recubrimientos internos, limpiezas de tubería y equipo de proceso.
<b>Técnicas de monitoreo e inspección</b>	Inspección visual, ultrasonido, radiografía, cupones y probetas de corrosión, ultrasonido por ondas guiadas.
<b>Pruebas analíticas</b>	- Campo: O <sub>2</sub> disuelto, temperaturas del sistema. - Laboratorio: Caracterización de residuos de corrosión, incrustaciones y sedimentos, determinación de hierro disuelto, análisis fisicoquímico de agua, residual de inhibidor.

Fuente. API RP 571

**Tabla 10. Erosión y erosión-corrosión**

<b>Descripción</b>	Erosión es el proceso acelerado de remoción mecánica de la superficie interna metálica en ductos y equipos, como resultado del movimiento relativo o impacto de sólidos suspendidos o gases disueltos en la fase líquida. La combinación de erosión-corrosión puede llevar a velocidades de picado altas, debido a que los sólidos remueven las películas de óxido generadas por los procesos corrosivos.
<b>Materiales afectados</b>	Aceros al carbono y aceros de baja aleación.
<b>Factores críticos</b>	- Cambio drástico en el diámetro o dirección de tubería. - Turbulencia, velocidad de flujo alta y contenido de sólidos.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Válvulas abiertas parcialmente.</li> <li>- Anomalías de manufactura como rebabas o exceso de penetración en soldadura.</li> </ul>
<b>Sistemas afectados</b>	Sistemas de ductos (curvas, codos, té, reducciones, etc.), equipos de subsuelo, válvulas, bombas, impulsores, tubería de intercambiadores de calor y tanques sometidos a agitación.
<b>Apariencia del daño</b>	Surcos marcados, daño en cambios de dirección de flujo, picaduras en codos y accesorios.
<b>Producto de corrosión</b>	Hierro disuelto, hierro suspendido, productos de corrosión de otros mecanismos corrosivos activos.
<b>Medidas de prevención y mitigación</b>	Tratamientos químicos, selección de materiales con metalurgia adecuada, recomendaciones de diseño, aplicación de recubrimientos internos de alta resistencia y alto desempeño, limpiezas de tubería y equipo de proceso, sistemas de separación de sólidos, control de velocidad de flujo.
<b>Técnicas de monitoreo e inspección</b>	Inspección visual, ultrasonido, radiografía, cupones de erosión, ultrasonido por ondas guiadas.
<b>Pruebas analíticas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Campo: pH, gases disueltos, alcalinidad, dureza y cloruros.</li> <li>- Laboratorio: Análisis fisicoquímico completo de agua, caracterización de incrustaciones, sedimentos y residuos de corrosión, residual de inhibidor.</li> </ul>

Fuente. API RP 571

**Tabla 11. Corrosión bajo depósito**

<b>Descripción</b>	Ocurre típicamente en equipos y líneas de flujo con bajas velocidades de fluido a causa de la acumulación de sólidos decantables los cuales se alojan en algunos lugares formando zonas anódicas y corrosión localizada.
<b>Materiales afectados</b>	Aceros al carbono y aceros de baja aleación.

Factores críticos	pH bajo, bajas velocidades de flujo, bajas presiones, presencia de gases como CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S y O <sub>2</sub> .
Sistemas afectados	Sistemas de ductos, agua de inyección con una filtración y separación de sólidos deficiente, sistemas de condensados, separadores que manejan CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S o sistemas con O <sub>2</sub> en difusión.
Apariencia del daño	Adelgazamiento localizado con picaduras, puede copiar la forma del daño del gas que lo produce ya sea CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S o O <sub>2</sub> .
Producto de corrosión	Carbonato de hierro FeCO <sub>3</sub> , FeS, Óxidos de hierro, etc.
Medidas de prevención y mitigación	La remoción de sólidos mediante marraneo en líneas de transporte, limpiezas químicas mediante tratamientos surfactantes, selección de materiales con metalurgia adecuada, aplicación de recubrimientos internos, un correcto diseño hidráulico de equipos y tuberías.
Técnicas de monitoreo e inspección	Análisis de cupones y probetas de corrosión, análisis fisicoquímicos y microbiológicos inspección ondas guiadas, análisis de arenas (Tamaño y forma) y contenido de sólidos decantables.
Pruebas analíticas	Campo: pH, gases disueltos, temperaturas, presión, conductividad, del sistema. Laboratorio: Caracterización de residuos de corrosión, determinación de hierro disuelto, análisis fisicoquímico de agua, análisis a los sólidos de marraneo.

Fuente. API RP 571

A continuación, se presentan los conceptos teóricos, los modelos utilizados para establecer las interacciones químicas basado en el cálculo de índices de saturación que pueden llevar a la formación de compuestos incrustantes lo cuales si bien no son mecanismos de daño también tiene el potencial de afectar la integridad del proceso de inyección como se ha expuesto en las secciones anteriores a este documento.

## 7.7 ÍNDICES DE INCRUSTACIÓN.

### 7.7.1 Índice de saturación de Langelier

Este conocido índice fue desarrollado para estimar de forma cuantitativa las incrustaciones de carbonato de calcio CaCO<sub>3</sub> y/o la agresividad corrosiva tanto en aguas frescas como aguas saturadas en presencia de oxígeno disuelto. A continuación, se presenta su estructura matemática y la valoración del índice (ver tabla 12):

$$ISL = pH - pH_s$$

$$pH_s = 9,3 + a + b - c - d$$

Donde:

- a. Es una función de los sólidos disueltos totales
- b. Es una función de la temperatura del agua
- c. Es una función del calcio como dureza (ppm CaCO<sub>3</sub>)
- d. Es una función de la alcalinidad

**Tabla 12. Valoración del índice de Langelier**

Condición	Valoración
$ISL > 0$	Precipitación de CaCO <sub>3</sub>
$ISL < 0$	Corrosión en presencia de O <sub>2</sub> disuelto

Fuente. C. Patton

### 7.7.2 Índice de estabilidad de Ryznar

El índice de estabilidad de Ryznar es una ecuación empírica que calcula el índice de estabilidad de aguas frescas a presión atmosférica. Este índice no solo indica la tendencia del agua fresca a precipitar carbonato de calcio, sino que también es una estimación semicuantitativa de la cantidad de incrustación formada o severidad de la corrosión.

$$ISR = 2pH_s - pH$$

**Tabla 13. Valoración índice de Ryznar**

Condición	Valoración
$ISR > 6.5$	Corrosión en presencia de oxígeno disuelto. Cuanto mayor sea el índice mayor la severidad de la corrosión.

$ISR < 6.5$	Formación de $\text{CaCO}_3$ . Cuanto menor sea el índice mayor va a ser la cantidad incrustada.
-------------	---

Fuente. C. Patton

### 7.7.3 Índice de Stiff Davis.

Este método es una ampliación del método utilizado por Langelier, de predicción de la tendencia de las aguas a precipitar carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), fenómeno causado por un desplazamiento del equilibrio carbónico, dióxido de carbono en presencia de calcio y magnesio. Basándose en el índice de saturación, si el índice de estabilidad IS es negativo, el agua está insaturada con  $\text{CaCO}_3$  y la formación de la incrustación no es posible; si es positivo, el agua está sobresaturada con  $\text{CaCO}_3$  y la formación de la incrustación es posible, si  $IS=0$  el agua está en su punto de saturación.

Este índice se indica como:

$$IS = pH - pH_s$$

Donde:

$$pH_s = K + pCa + pAlk$$

Siendo

$$pCa = -\log[\text{Ca}^{+2}] \quad pAlk = -\log[\text{Alk}]$$

K está dada en función de la salinidad, composición y temperatura del agua. Estos valores se obtienen gráficamente con la correlación de la fuerza iónica.

Estos índices tienen la dificultad que no pueden realizarse para temperaturas mayores a  $98^\circ\text{C}$ .

### 7.7.4 Oddo Tomson.

El método de Oddo Tomson permite al igual que los índices de Stiff Davis obtener los índices de saturación. Estos ofrecen mayor rango para trabajar a temperaturas mayores a  $98^\circ\text{C}$ , que es la limitante de Stiff Davis. El mayor logro obtenido para este método es el desarrollo de un algoritmo que permita medir el pH en cualquier condición ya que las condiciones de altas temperaturas y presiones ofrecen muchas veces impedimentos para su medición.

El índice de saturación está dado en función de las concentraciones de Calcio y bicarbonatos, fuerza iónica, temperatura y presión del sistema.

Un IS positivo indica una solución capaz de precipitar  $\text{CaCO}_3$ , IS negativo indica una solución que puede disolver  $\text{CaCO}_3$ .

## **7.8 MEDICIONES INDIRECTAS**

### **7.8.1 Modelos de velocidad de corrosión**

Basado en los resultados del monitoreo de corrosión mediante análisis fisicoquímico y microbiológico practicados a muestras líquidas y sólidas es posible establecer tasas de corrosión fundamentadas en las condiciones termodinámicas, cinéticas y fluidodinámicas que se presentan al interior de los ductos, líneas de fluido o equipos estáticos (tanques de almacenamiento y vasijas). A continuación, se citan algunos modelos ampliamente usados y propuestos por NACE para la gestión de la corrosión:

- **Modelo de Crolet:** Este predice la probabilidad de corrosión en pozos productores y está basado en un detallado análisis de la data de corrosión por  $\text{CO}_2$  y 2 variables operacionales. Los parámetros que influyen la severidad de la corrosión son: nivel de pH,  $\text{H}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{CO}_2$ , ácido Acético, temperatura y tasa de flujo.
- **Modelo De Waard and Williams:** Este modelo fue publicado por primera vez en 1975 y a partir de allí ha tenido tres actualizaciones que lo hacen hoy uno de los más usados para predecir la tasa de corrosión por  $\text{CO}_2$ . Está basado en la presión parcial de  $\text{CO}_2$ , Fugacidades de  $\text{CO}_2$ , el pH, el contenido de sustancias incrustantes, la velocidad del flujo y velocidades de reacción.
- **Modelo de Norsok:** Es un modelo empírico de tasa de corrosión del acero al carbono y contenido de agua a diferentes temperaturas, pH, fugacidades del  $\text{CO}_2$ , y esfuerzos de pared, está basado en la experimentación en un lazo de flujo a temperaturas de  $5^\circ\text{C}$  a  $160^\circ\text{C}$ .
- **Modelo de Papavinassam:** Es un modelo de la predicción interna del pitting en tuberías de la industria del Oil and Gas. El modelo está basado en la estadística natural del pitting por corrosión predice el crecimiento de la corrosión interna fácilmente basado en los parámetros operacionales.
- **Modelo de Teevens:** es un modelo de transferencia de masa capaz de establecer la tasa de corrosión interna en fluidos multifásicos o de dos fases en sistemas de tuberías con la presencia de  $\text{O}_2$ ,  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ . El modelo predice el patrón de flujo, la fracción de llenado de la tubería, la caída de presión las pérdidas por fricción y las velocidades del gas y líquido.

Puede usarse cualquier modelo de velocidad de corrosión o tendencia siempre que se tenga claro su alcance, las condiciones a las que opera y la representación del

resultado obtenido. Es muy importante el criterio experto ya que es quien se encargará de orientar la evaluación de la corrosión según los objetivos trazados.

Cada resultado de tasa de corrosión teórica representa una medida de la susceptibilidad a presentar problemas por corrosión de cada uno de los activos que componen los sistemas de aguas de inyección. Los niveles de criticidad deben ser unificados con el fin de establecer basado en la efectividad de la medida el potencial que tiene el activo de fallar por corrosión interna.

### **7.8.2 Mediciones Directas**

Por otro lado, la aplicación de mediciones directas intrusivas y no intrusivas tiene una alta efectividad para determinar la susceptibilidad a presentar corrosión interna y que tiene cada activo ya que pueden determinar el estado de integridad mecánica actual de los activos y a su vez determinar el histórico de corrosión al que ha estado sometido el activo a causa de unas condiciones ambientales cambiantes.

Las mediciones por ensayos no intrusivos reportan el estado actual de integridad del activo con una alta efectividad y es uno de los insumos principales para estimar la probabilidad de falla que tiene el activo ante los resultados del ensayo, mediante estos se pueden determinar diferentes defectos mecánicos y establecer los criterios mínimos de reparación de ser necesario. Aunque las inspecciones se realizan en periodos de tiempo anuales no se suelen utilizar para realizar mediciones en periodos de tiempo cortos ya que en la mayoría de los casos dependen de un examinador y necesitan de interpretación de señales.

La medición por ensayos intrusivos reporta la tasa de corrosión o deterioro del activo a causa del fluido que contiene con una efectividad media a media alta dependiendo del criterio experto. Suministra información en lapsos del tiempo cortos y se emplea para establecer tendencias de corrosión, tasas de deterioro, mecanismos de daño, efectividad de los tratamientos químicos de control de corrosión.

## **7.9 FUNDAMENTO E IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS.**

Un riesgo por corrosión interna se define como la probabilidad de pérdida de espesor de un material debido a su interacción con el ambiente interno, multiplicado por la consecuencia que tendría una eventual falla del material que se puede dar en forma de fuga o ruptura. El cálculo del riesgo se generaliza por medio de la siguiente fórmula:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia}$$

La identificación de riesgos debe ser realizada en todos los sistemas de ductos y facilidades durante todas las etapas del activo tal como se describe a continuación:

- **Diseño:** Realizar análisis preliminares para determinar los posibles mecanismos de daño a los que se someterán los activos y así mismo contemplar las medidas de prevención adecuadas desde la etapa del diseño, tales como selección de materiales, determinación de clase de tubería “piping class” o determinación de tolerancia para corrosión.
- **Construcción:** Durante la etapa de construcción se identifican condiciones propias del campo no contempladas en el diseño las cuales pueden afectar significativamente la corrosividad de un sistema, tales como condiciones ambientales, desastres naturales, materiales disímiles, entre otras, las cuales deben ser consideradas para revisar las especificaciones del diseño, las barreras de mitigación y las medidas de prevención establecidas.
- **Operación:** Cuando un activo entra a operación se pueden identificar claramente los mecanismos de daño que lo afectan ya que es posible conocer las condiciones operacionales, caracterización fisicoquímica de fluidos de producción, condiciones irregulares debidas a la construcción, actividad microbiológica, entre otros. Por tal razón, es el momento propicio para identificar y evaluar los riesgos, para obtener resultados aterrizados al sistema que permitan establecer y optimizar planes de inspección, monitoreo, mitigación y mantenimiento.

Los riesgos identificados son asociados a los mecanismos de daño por corrosión interna, por lo que su validación y los factores críticos para verificar su presencia se realiza de acuerdo con metodología descrita por la práctica recomendada API RP 571 y documentos NACE.

Existen otras metodologías para identificar riesgos, peligros y mecanismos de daño, algunas que involucran la evaluación de riesgos y las cuales pueden ser implementadas para complementar los análisis. Algunas metodologías se nombran a continuación:

- ¿Qué pasa sí? (¿What if?).
- Lista de verificación (Check List).
- Análisis preliminar de peligros (APP).
- Estudio de riesgos del proceso (HAZOP).
- Hazard Identification (HAZID).
- Estudios de impacto ambiental (EIA).
- Evaluaciones Técnicas (ART).
- Árbol de fallas.
- Árbol de eventos.
- Análisis de causa-efecto.
- Análisis de errores humanos.

Una vez se identifica los mecanismos de daño por corrosión interna que posiblemente puedan estar afectando la integridad de los activos de los sistemas



de agua de inyección, es necesario determinar el riesgo que generan sobre la seguridad de las personas, ambiente y activos, por lo que es necesario aplicar metodologías para cualificar o cuantificar el riesgo como las siguientes.

- Análisis de riesgos para sistemas de ductos: contempla los modelos para diferentes amenazas.
- Inspección basada en riesgo RBI: aplica para recipientes a presión, tubería de proceso y tanques de almacenamiento. Contempla modelos para calcular la probabilidad de falla para algunos mecanismos de daño.

La evaluación del riesgo debe ser realizada periódicamente y si es posible realizar estudios previos antes de entrar a operación el sistema. Los modelos de riesgo deben ser permanentemente actualizados en cuanto se obtienen los resultados de las inspecciones, se implementan las medidas de mitigación, ocurren cambios operacionales, cambios de equipos o tubería, reparaciones, entre otros factores.

Para determinar si un mecanismo de daño es una amenaza a la integridad del activo, es necesario establecer un valor de velocidad de corrosión tolerable para la operación, el cual será criterio de comparación de corrosividad alta o baja del sistema y determinará la necesidad de establecer medidas de mitigación o rutinas de seguimiento.

## **7.10 PLANES DE ACCIÓN**

Se debe priorizar según el nivel de riesgo o susceptibilidad a presentar problemas por corrosión de cada activo.

### **7.10.1 Elaboración y ejecución del plan de acción**

El proceso de gestión de integridad logra ser óptimo en el gerenciamiento del riesgo y en el uso de recursos, si se hace una selección adecuada de los métodos y frecuencias para los planes de acción que proporcione un aseguramiento inmejorable de la infraestructura y adicionalmente resulte en una conveniente relación costo/beneficio. Los planes de acción contarán con la siguiente información:

#### **7.10.2 Descripción del plan de inspección para cada activo.**

El plan de inspección debe ser especificado por el experto API de cada sección a evaluar ya sea líneas de transporte y proceso, equipos estáticos como vasijas a presión o tanques de almacenamiento. Los mínimos elementos para contemplar en el plan de inspección son:

- a. Métodos de inspección (Según el objetivo de la medición).
- b. Extensión de la aplicación de cada método.

c. Lugar de aplicación de cada método (georreferenciación).

#### **7.10.3 Descripción detallada del plan de monitoreo y control de la corrosión.**

- A. Conjunto de análisis orientados con el fin de realizar seguimiento a los mecanismos de corrosión determinados en el análisis previo.
- B. Activos y/o lugares sobre los que se va a realizar el monitoreo (buscar siempre la condición más crítica de cada activo).
- C. Fechas límite para cada elemento del plan de acción (periodicidad en caso de monitoreo y estrategias de control de corrosión).
- D. Nivel de criticidad por corrosión interna esperado después de la implementación del plan de inspección, monitoreo y control de corrosión.

#### **7.10.4 Esquema de plan de tratamiento químico.**

Es importante validar el plan establecido juntamente con la empresa de tratamiento químico o con los expertos en corrosión, con el fin de establecer las pautas necesarias para el control y evaluación de la corrosión, tal y como se presentan a continuación:

- A. Evaluar la eficiencia del producto. (Basado en análisis fisicoquímicos y tasas de corrosión de cupones y probetas electroquímicas). No es suficiente evaluar la eficiencia de los tratamientos químicos soportado en mediciones de hierros o en el caso de los biocidas usando el crecimiento de bacterias planctónicas.
- B. Ajustar la dosis inicial (dosis contractual, en caso de ser necesario) puede ser necesario realizar evaluaciones best in class para seleccionar nuevos tratamientos químicos.

Si no se cuenta con tratamiento químico para el control de la corrosión, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- A. Inicio de programa de tratamiento químico. Realizar pruebas de campo con el fin de seleccionar el mejor tratamiento de desempeño.
- B. Instalación del sistema de inyección.
- C. Inicio de inyección.
- D. Evaluar pH, concentración de hierros, residual de inhibidor de corrosión y tasas de corrosión.

Si los cupones presentan depósitos inorgánicos y/o los fisicoquímicos presentan índices de incrustación se debe incluir tratamiento anti-incrustante.

### **7.11 SEGUIMIENTO DE INDICADORES DE GESTIÓN**

El proceso de gestión de corrosión interna comprende un conjunto amplio de acciones, análisis y otros elementos que deben funcionar adecuadamente para

obtener el resultado esperado. Sin embargo, es casi imposible hacer un seguimiento a cada actividad o análisis involucrado desde el punto de vista de la gerencia media o alta de la organización debido a la magnitud de la información que se debería manejar.

Por lo mismo se hace uso de los indicadores de gestión, también conocidos de forma más genérica como indicadores clave de desempeño (KPIs por sus siglas en inglés). Existen diversos KPIs que permiten la transferencia de la información clave del desempeño del proceso de gestión, sin embargo, estos deben ser, seleccionados en conjunto a la organización con el fin de entregar la información más relevante que permita la toma de decisiones y posibles inversiones dependiendo de qué factores sean importantes. A continuación, en la tabla 14, se listan los indicadores a los cuales se les hará seguimiento con el fin de presentar el estado y progreso de la gestión:

**Tabla 14. Indicadores de Gestión**

<b>Indicadores de Gestión</b>	
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>
1	% Cumplimiento del plan de Inspección en Sist. de Iny.
2	% Cumplimiento del Programa de inyección
3	% Cumplimiento del Plan de monitoreo de corrosión
4	# ODT ejecutadas no planeadas para Corr. Interna
5	# ODT totales ejecutadas para Corr. Interna
6	% de puntos monitoreados en cumplimiento del criterio $\leq 5$ mpy de Planta + Pozos.
7	% Cumplimiento del Programa de inyección de Inhibidor de corrosión
8	% Cumplimiento del Programa de inyección de inhibidor incrustante
9	% Cumplimiento del Programa de Aplicación de Baches de Biocida
10	# Fallas en sistemas de inyección por Corr. Interna

Fuente. Autor

## **7.12 ACTUALIZACIÓN DE INFORMACIÓN EN BASE DE DATOS DE INTEGRIDAD Y REINICIO DEL CICLO.**

Toda operación productiva del sector de petróleo y gas es susceptible a la ocurrencia de cambios de diferentes tipos. En particular, cuando se generan cambios sobre variables clave del proceso o de la operación de uno o más activos, deberá registrarse dicha información para actualizar la base de datos de integridad. Sin embargo, la incorporación de información actualizada requiere el reinicio del ciclo de la gestión de corrosión interna, ya que, a la luz del análisis de criticidad, estos cambios generan una nueva criticidad la cual debe analizarse y evaluarse para plantear el plan de acción adecuado.

Las variables que requieren una actualización inmediata y reinicio del ciclo son (sin estar limitadas a):

- Cambios significativos en la estrategia de gestión de corrosión interna
- Cambios en el fluido de proceso
- Cambios drásticos en las magnitudes producidas
- Incorporación de un activo nuevo
- Modificaciones mayores a un activo existente
- Mantenimiento mayor a un activo existente
- Re-rating de un activo existente
- Ocurrencia de una falla en un activo

## 8 CONCLUSIONES

- Implementar un plan de gestión para el control de la corrosión interna en sistemas de agua de inyección, es de vital importancia para garantizar una operación segura y confiable, que permita disminuir la probabilidad de falla de los activos que conllevan a generar afectaciones a las personas, medio ambiente, la propiedad y pérdidas económicas. Es importante que este plan de gestión se encuentre estructurado de tal manera que incluya toda una serie de inspecciones, monitoreos y controles que sean necesarios para el aseguramiento de los procesos.
- Es importante la implementación de un sistema de gestión y control de corrosión interna, que se base en el ciclo PHVA, el cual incluye una recopilación de información que es requerida para la elaboración de los planes de monitoreo, que hacen parte de una estrategia de análisis de diferentes variables que permiten evaluar, medir y cuantificar las velocidades de corrosión presentes, para que finalmente se realice una valoración del riesgo y se generen diferentes planes de acción que vayan encaminados con la reducción de la criticidad generada por las amenazas presentes de corrosión interna.
- Es importante conocer la clasificación de la agresividad corrosiva en los sistemas de agua de inyección que según NACE hace referencia a los parámetros fisicoquímicos y a los diferentes mecanismos de daño que puedan ocurrir en corrosión interna, para así poder tener un control con tratamiento químico que permita disminuir o eliminar los agentes corrosivos que tengan lugar al proceso.

## **9 RECOMENDACIONES**

- Se recomienda la implementación de los indicadores de gestión KPI'S con el fin de medir el porcentaje de cumplimiento de la gestión y control de la corrosión que se esté realizando en los sistemas de agua de inyección y permita tomar decisiones sobre las posibles acciones que se deban realizar, incluso algunas inversiones económicas que sean necesarias para el aseguramiento de los procesos.
- Se recomienda realizar una verificación de los índices de incrustación de Langelier, Ryznar, Stiff Davies y Oddo Tomson en las aguas de inyección, para evaluar la posibilidad de realizar un tratamiento químico ya sea con inhibidores de incrustación, corrosión y biocidas que ayude con la disminución de la tasa de incrustación, de corrosión y a mejorar la inyectabilidad del agua. Se debe realizar una evaluación de la eficiencia del tratamiento químico por medio de cupones de corrosión y probetas electroquímicas, para garantizar que el tratamiento aplicado es el adecuado y garantiza la integridad de los activos.

## 10 BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. C. Patton, "Applied Water Technology." 1995.
- [2] Ecolab Company, "Reinventamos el modo en que se gestiona el agua," *Nalco Water*. 2020.
- [3] A. P. Institute, "Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters Recommended Practice 45," *Practice*, no. August 1998, pp. 1–72, 2000.
- [4] NACE INTERNATIONAL, "RP0775-99 Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations," no. 21, pp. 1–20, 2003.
- [5] W. C. Fort, S. Canada, and A. B. Th, "CORROSION CONTROL SYSTEMS," *Group*.
- [6] T. Eggum, S. Arumugam, N. Tajallipour, and P. Teevens, "Comprehensive approach to oxygen corrosion analysis of water injection systems," *NACE - Int. Corros. Conf. Ser.*, vol. 2015-Janua, no. 5962, pp. 1–11, 2015.
- [7] K. E. Janak, "Paper No. 5578," no. 5578, pp. 1–11.